

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

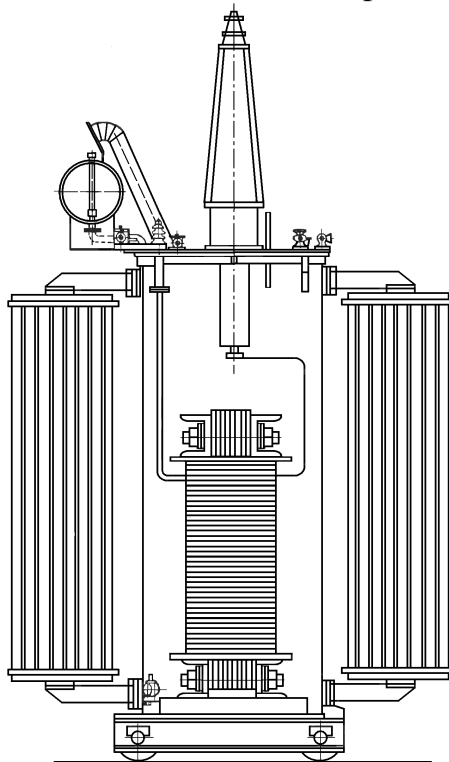
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсового проекту

з навчальної дисципліни

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ»

*(для студентів 3, 4 курсу денної та 4 курсу заочної форм навчання
напряму підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології
та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.
Електротехнічні системи електроспоживання)*



Методичні вказівки до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій (для студентів 3, 4 курсу денної та 4 курсу заочної форм навчання напряму підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: В. Г. Воропай, В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, І. Є. Щербак. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2017. – 112 с.

Укладачі : ст. викл. **В. Г. Воропай,**
доц. **В. М. Гаряжа,**
канд. техн. наук, доц. **Є. Д. Дьяков,**
асист. **І. Є. Щербак**

Рецензент:

В. Ф. Харченко, доктор технічних наук, професор Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова

*Рекомендовано кафедрою електропостачання міст, протокол № 6
від 26. 06 .2013 р.*

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів	4
ВСТУП.....	8
1 Загальні положення.....	11
2 Вибір кількості й потужності силових трансформаторів.....	15
3 Вибір головної схеми підстанції.....	21
4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	24
5 Вибір електричних апаратів і струмопровідних частин	33
5.1 Вибір вимикачів	33
5.1.1 Номінальна напруга.....	33
5.1.2 Розрахунковий тривалий струм	34
5.1.3 Динамічною стійкістю струмам КЗ	35
5.1.4 Здатністю вимикати.....	35
5.1.5. Здатність вмикати	36
5.1.6 Термічна стійкість	36
5.2 Вибір роз'єднувачів.....	37
5.3 Вибір трансформаторів струму і напруги	37
5.3.1 Вибір трансформаторів струму.....	37
5.3.2 Вибір трансформаторів напруги	40
5.4 Вибір і розрахунок струмопровідних частин і ізоляторів.....	41
5.4.1 Вибір шин.....	41
5.4.2 Вибір ізоляторів.....	46
6 Вибір реакторів для обмеження струмів КЗ	48
7 Вибір трансформаторів і схеми власних потреб	50
8 Захист підстанції від перенапруг	54
9 Релейний захист	54
10 Керування, автоматика, сигналізація, облік електроенергії	56
11 Компонування і конструктивна частина основних споруд підстанції	62
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	70
ДОДАТКИ.....	71

**Перелік умовних позначень, символів, одиниць,
скорочень і термінів**

a – відстань між осями суміжних фаз;

b – товщина шини;

B_k – імпульс квадратичного струму (інтеграл Джоуля) при КЗ;

C – функція, значення якої встановлюють за спеціальними таблицями;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

E_Σ і $E_{\phi\Sigma}$ – відповідно лінійна і фазна напруги еквівалентної ЕРС схеми заміщення;

E_Σ^* і $X_{\Sigma\phi}^*$ – еквівалентна ЕРС і сумарний опір схеми заміщення при базисних умовах;

F – найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ;

F_c – зусилля між смугами;

H – висота від основи ізолятора до середини шини.

H_{iz} – висота ізолятора;

h – ширина шини;

h_1, h_2, \dots, h_n – тривалість відповідних ступенів перевантаження;

I_0 – базисний струм ступеня КЗ;

$I_{\text{вим.ном.}}$ – номінальний струм вимикання вимикача;

$I_{\text{гр.наскр}}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової);

$I_{\text{доп.}}$ – довгостроково припустимий струм;

$I_{\text{доп.ном.}}$ – допустимий номінальний струм при $+25^\circ\text{C}$;

I_k^* – струм у місці КЗ у відносних одиницях;

$I_{\text{макс}}$ – максимальний робочий струм;

I_n – номінальний струм апарата;

$I_{\text{ном}}$ – номінальний струм реактора;

$I_{\text{ном.вим.}}$ – номінальний струм вимикання вимикача, приєднаного до шин енергосистеми;

$I_{\text{норм.розр.}}$ – розрахунковий струм нормального режиму;

$I_{\text{прип.}}$ – припустимий струм шини з урахуванням температури повітря, відмінної від нормованої;

$I_{\text{прип.ном.}}$ – припустимий струм шини при температурі $\theta_{\text{ном.}} = 25^{\circ}\text{C}$;

$I_{\text{п0}}$ – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

$I_{\text{пт}}$ – значення періодичної складової СКЗ у момент розходження контактів вимикача;

$I_{\text{т.ном.}}$ – номінальний струм термічної стійкості;

$I_{\text{тер.}}$ – струм термічної стійкості апарата;

$I_{\text{іном.}}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму;

I_2 – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму;

$i_{\text{гр. наскр.}}$ – гранично допустимий наскрізний струм;

$i_{\text{дин.}}$ – струм динамічної стійкості;

i_y – ударний струм КЗ;

J – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили;

k – кількість шин у пакеті;

$k_{\text{ав}}$ – коефіцієнт припустимого перевантаження в аварійному режимі;

K_p – коефіцієнт розщеплення трансформатора;

k_y – ударний коефіцієнт;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми, який враховує розташування шин на голівці ізолятора;

k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини;

L – добове зношення трансформатора;

l – довжина лінії;

$l_{\text{п}}$ – відстань між прокладками;

$l_{\text{пр}}$ – довжина прольоту між ізоляторами;

M – згинальний момент;

P – активна потужність;

$P_{\text{макс}}$ – максимальна активна потужність;

Q – реактивна потужність;

q – переріз провідника;

R_k – перехідний опір контактів;

$R_{пр}$ – опір з'єднувальних проводів;

S – повна потужність;

$S_б$ – базисна потужність;

$S_{к.з.}$ – потужність короткого замикання;

$S_{макс}$ – максимальна повна потужність;

$S_{ном}$ – номінальна потужність елемента схеми;

$S_{н.т.}$ – номінальна потужність трансформатора;

$S_{прил}$ – потужність, яку споживають прилади;

$S_{с.н.}$ – повна потужність власних потреб;

$S_{транз}$ – найбільша транзитна потужність;

S_i – потужність i -го ступеня графіка навантаження;

S_2 – розрахункова повна потужність вторинного кола трансформатора напруги;

$S_{2ном}$ – номінальна потужність трансформатора напруги в обраному класі точності;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги;

T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ;

t_t – граничний час термічної стійкості;

$t_{тер.}$ – час протікання струму термічної стійкості апарата;

$U_б$ – базисна напруга;

$U_{м.ном}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{мер. ном.}$ – номінальна напруга мережі в місці установки апарата;

U_n – номінальна напруга апарата;

$U_{ном}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$U_{ср.ном.1}$ і $U_{ср.ном.2}$ – відповідно середні номінальні напруги ступеня до якого приводиться елемент, і ступеня, на якому знаходиться елемент;

$U_{с.н.}$ – середньо-номінальна напруга в місці установки даного елементу;

$U_{к}^{\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора;

W – кількість стрижнів силового трансформатора;

X – індуктивний опір;

x_0 – питомий індуктивний опір;

X_c – індуктивний опір системи;

X_{Σ} – сумарний еквівалентний опір до точки КЗ;

$Z_{прил}$ – опір приладів;

Z_2 – повний розрахунковий опір вторинного кола ТС;

$Z_{2ном.}$ – номінальне навантаження трансформатора струму при заданому

класі точності;

$\Delta P_{к.з.}$ – втрати короткого замикання трансформатора;

$\theta_{доп.}$ – довгостроково припустима температура провідника;

$\theta_{навк.}$ – температура навколишнього середовища;

θ_0 – температура навколишнього середовища;

$\theta_{пр}$ – допустима температура провідника;

ρ – питомий опір матеріалу проводу;

$\sigma_{доп.}$ – напруга в матеріалі провідника;

$\sigma_{розр.}$ – розрахункова механічна напруга в матеріалі шин;

$\sigma_{руйн}$ – руйнівна напруга в матеріалі шин;

ω – кутова частота.

ВСТУП

Методичні вказівки призначені для полегшення роботи студентів при виконанні курсового проекту з «Електричної частини станцій і підстанцій», а також можуть бути корисними при дипломному проектуванні.

Звертаємо увагу на те, що цей проект, на відміну від розрахунково-графічних робіт та деяких інших проектів, вимагає крім глибоких знань і механічного виконання розрахунків значного елемента творчості. Це стосується в першу чергу вміння підібрати найбільш сучасне й надійне обладнання, користуючись не тільки навчальною літературою, а й довідковими матеріалами провідних українських і зарубіжних виробників.

Великий простір для творчості існує щодо komponування обладнання в розподільних установках, де не завжди слід використовувати типові схеми. Головне щоб прийняті рішення відповідали вимогам існуючих Норм і Правил.

Метою курсового проекту є закріплення теоретичних знань, отриманих при вивченні курсу, надбання досвіду і навичок проектно-конструкторської роботи. Змістом його є проект понижуючої підстанції напругою 110(35)/10 кВ.

Курсовий проект складається з розрахунково-пояснювальної записки і двох аркушів формату А1 (594×841) графічної частини. Графічну частину замість креслень можна представляти в електронному вигляді для демонстрації на мультимедійних пристроях. В цьому разі в кінці записки слід розмістити креслення на форматі А4, основний напис, оформлений згідно з стандартами повинен знаходитися на їхній тильній стороні.

Розрахунково-пояснювальна записка, може бути рукописною, або набраною на ПК у редакторі Word шрифтом Times New Roman, розмір шрифту 14 пт, інтервал між рядками – 1,5, поля тексту рекомендуються: ліворуч – 25 мм, зверху й знизу – 20 мм, праворуч – 15 мм. Абзацний відступ повинен бути однаковим впродовж усього тексту і дорівнювати п'яти знакам (1,25 см).

Розділи і підрозділи повинні мати заголовки. Пункти і підпункти можуть мати заголовки. Кожен розділ повинен починатися з нової сторінки, а підрозділ з будь-якої частини сторінки

Заголовки структурних елементів пояснювальної записки і заголовки розділів слід розташовувати посередині рядка і друкувати великими літерами без крапки в кінці, не підкреслюючи. Заголовки підрозділів, пунктів і підпунктів слід починати з абзацного відступу і друкувати маленькими літерами, крім першої великої, не підкреслюючи, без крапки в кінці.

Якщо заголовок складається з двох і більше речень, їх розділяють крапкою. Перенесення слів у заголовку розділу не допускається.

Відстань між заголовком і подальшим чи попереднім текстом має бути не менше, ніж один рядок.

Відстань між рядками заголовку, а також між двома заголовками приймають такою, як у тексті.

Не допускається розміщувати назву розділу, підрозділу, а також пункту і підпункту в нижній частині сторінки, якщо після неї розміщено тільки один рядок тексту.

Бажаний обсяг пояснювальної записки 35–45 сторінок формату А4 (комп'ютерна версія: 25–35 сторінок формату А4).

Пояснювальна записка складається послідовно, відповідно до змісту проекту. Ілюстрації, таблиці повинні мати нумерацію відповідного розділу, і пояснювальні дані (наприклад, рис. 1.1 – Схема власних потреб). При переносі таблиці на інший аркуш над нею поміщають слова «Продовження таблиці» із вказівкою номера в лівому верхньому куті.

Всі розрахунки повинні мати відповідні пояснення й коментарі, а також посилання на використані джерела, які слід приводити у квадратних дужках.

Додатки оформляються як продовження основного документу на наступних його аркушах після переліку посилань. У тексті проекту повинні бути посилання на всі додатки. Кожний додаток починається з нової сторінки із вказівкою нагорі посередині сторінки слова «Додаток», його позначення й

найменування окремим рядком. Додатки позначають буквами українського алфавіту починаючи з А, за винятком: З, І, Ї, Є, О, Ч, Ї.

Нумерація сторінок повинна бути наскрізною, першою сторінкою вважається титульний аркуш, номер сторінки на ньому не ставиться. Позначення сторінок починається із другого аркуша – вступу. Номер сторінки проставляють у правому верхньому куті сторінки без крапки в кінці.

Титульний аркуш, завдання на проектування, реферат, включаються в загальну нумерацію, але номери на них не ставляться.

У пояснювальній записці слід в короткій формі розкрити задум проекту, показати методику розрахунків, провести розрахунки, техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень і дати висновки.

У записку повинні входити:

- титульний аркуш (Додаток А);
- завдання на проектування (Додаток Б);
- реферат;
- зміст;
- перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів;
- вступ;
- розділи пояснювальної записки;
- висновки;
- список посилань на літературні, електронні та інші джерела.
- додатки (розрахунки на ЕОМ);

На аркуші 1 графічної частини необхідно показати принципову електричну схему підстанції зі специфікацією основного обладнання і струмопровідних частин. На аркуші 2 – конструктивне виконання підстанції (план і розріз), а також схему заповнення розподільної установки (РУ) низької напруги. Оформлення пояснювальної записки і графічної частини повинне відповідати вимогам діючих нормативних документів.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

При проектуванні підстанцій слід керуватися «Нормами технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ» [1]. Ці норми розвивають і доповнюють вимоги «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ) [2] стосовно специфіки підстанцій (ПС).

Норми поширюються на ПС, що споруджуються і такі, що реконструюються. Норми є обов'язковими при проектуванні.

При реконструкції ПС допускаються обґрунтовані відступи від норм, що враховують існуючі схеми електричних з'єднань, склад і компонування устаткування, конструкцію будівель і допоміжних споруд, однак, ці відступи не поширюються на вимоги техніки безпеки, пожежо- і вибухобезпеки, промсанітарії, екології.

Проектування ПС, як правило, виконують з використанням таких даних:

- вимог щодо приєднання ПС до енергосистеми;
- вимог з підключення до інженерних мереж і комунікацій;
- архітектурно-планувальних вимог;
- навантаження споживачів з розподілом за етапами розвитку ПС, напругами і категоріями;
- номінальних напруг трансформаторів;
- попередніх даних про число і потужність трансформаторів;
- вимог до схеми електричних з'єднань ПС;
- необхідності і способів регулювання напруги на шинах ПС;
- необхідності, виду, кількості і потужності джерел реактивної потужності;
- числа, конструктивного виконання і навантаження ліній електропередачі, що відходять від підстанції;
- режимів заземлення нейтралей трансформаторів;
- числа, потужності і схеми приєднання шунтувальних реакторів та інших захисних засобів для обмеження перенапруг у мережах 110 кВ і вище;
- необхідності установки автоматичного частотного розвантаження;
- вимог до системної автоматики;

- вимог до засобів диспетчерського і технологічного керування;
- вимог до автоматизованих систем керування і діагностики;
- вимог до обліку електроенергії;
- розрахункових значень струмів короткого замикання з урахуванням розвитку мереж і генеруючих джерел на термін не менше 10 років від дати очікуваного введення ПС в експлуатацію;
- необхідності і способу плавки ожеледі на проводах і тросах повітряних ліній, що відходять від ПС;
- кліматичних умов в районі розміщення ПС;
- рівня забруднення атмосфери в районі розміщення проектованої ПС.

Джерелами вихідних даних можуть бути:

- схеми розвитку енергосистем (електричних мереж) або схеми зовнішнього електропостачання об'єктів;
- технічні умови енергопостачальної організації;
- технічне завдання замовника та ін.

У навчальному проекті усі вимоги визначаються завданням.

Номер варіанта завдання вибирається відповідно до останньої цифри номера залікової книжки студента. Вихідні дані до проекту визначаються за таблицями 1.1 і 1.3. Дані таблиці 1.3 необхідно помножити на коригувальний коефіцієнт, що визначається передостанньою цифрою залікової книжки (табл. 1.2) за формулами:

$$P_{\text{макс}} = K_p \times P'_{\text{макс}}; S_{\text{кз}} = K_s \times S'_{\text{кз}}; \cos\varphi = K_c \times \cos\varphi',$$

де $P'_{\text{макс}}$, $S'_{\text{кз}}$, $\cos\varphi'$ – попередні значення величин без врахування коригувальних коефіцієнтів (табл. 1.3);

K_p , K_s , K_c – відповідні коригувальні коефіцієнти, (табл. 1.2).

На розсуд викладача вихідні дані можуть бути змінені.

Таблиця 1.1 – Дані графіків навантаження

Години	Навантаження, % від максимального		
	I	II	III
1	40	70	85
2	38	65	82
3	33	60	81
4	33	60	80
5	33	60	80
6	35	62	82
7	50	65	90
8	60	70	90
9	70	85	100
10	70	85	100
11	62	80	87
12	68	80	85

Години	Навантаження, % від максимального		
	I	II	III
13	68	80	85
14	70	85	85
15	75	85	90
16	80	90	90
17	90	96	100
18	100	100	100
19	100	100	100
20	95	100	80
21	95	100	80
22	70	80	75
23	70	75	60
24	50	70	60

Таблиця 1.2 – Кориговальні коефіцієнти до вихідних даних

Передостання цифра номера залікової книжки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Кориговальний коефіцієнт активного навантаження, k_p	1,1	1,2	0,7	1,05	0,8	0,6	0,9	1,1	1,1	1,0
Те ж коефіцієнта потужності, k_c	1,0	1,02	0,95	1,01	1,0	1,03	0,99	0,98	0,97	0,96
Те ж потужності короткого замикання, k_z	0,7	0,8	0,9	1,0	0,7	1,0	0,9	0,8	0,7	0,8

Таблиця 1.3 – Вихідні дані

Варіант	Активне навантаження підстанції, Р _{макс} , МВт	Коефіцієнт потужності навантаження, cosφ	Потужність короткого замикання, S _{кз} , МВА	Номер графіка навантаження	Найменше навантаження, % від найбільшого	Класифікація підстанції за способом приєднання до мережі	Еквівалентна тем-ра навколишнього середовища $\Theta_{\text{ср}}/\Theta_{\text{л}}^{\circ}\text{C}$	Кількість ліній низької напруги, що відходять від підстанції	Товщина верхнього шару ґрунту, м	Питомий опір верхнього шару ґрунту ρ_1 , Ом м		Питомий опір нижнього шару ґрунту, ρ_2 , Ом м	Дані ліній живлення	
										max	min		Кількість ліній, марка проводу	Довжина ліній, км
1	17	0,88	2000	I	80	Відгалужувальна	-3/17	10	1,9	100	100	80	2×АС 70	20
2	32	0,87	2900	II	70	Тупикова	-4/18	12	2,0	120	100	70	2×АС 120	24
3	38	0,89	2600	III	60	Прохідна	-5/17	16	2,1	110	90	65	1×АС150 1×АС 185	15 19
4	34	0,86	2700	I	90	Відгалужувальна	-5/20	10	1,8	140	100	60	2×АС 150	28
5	10	0,85	2100	II	50	Тупикова	-2/22	6	2,2	130	95	80	2×АС 70	37
6	25	0,86	2800	III	65	Прохідна	-3/18	8	2,0	150	85	70	1×АС120 1×АС 120	14 23
7	15	0,87	2200	I	70	Відгалужувальна	-4/21	14	1,8	110	80	120	2×АС 240	36
8	13	0,88	2300	II	80	Прохідна	-5/20	6	2,1	100	65	140	1×АС70 1×АС 70	18 32
9	29	0,84	2400	III	85	Тупикова	-3/22	10	2,0	105	80	160	2×АС 120	41
0	21	0,85	2500	I	70	Прохідна	-3/18	12	1,9	95	65	110	1×АС150 1×АС 120	26 18

2 ВИБІР КІЛЬКОСТІ Й ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Згідно з [1] на ПС 35-750 кВ приймається, як правило, установка двох силових трансформаторів. Установка більш двох трансформаторів можлива за:

- необхідності двох середніх напруг на ПС;
- відсутності трифазного трансформатора необхідної потужності;
- відповідних обґрунтувань.

У початковий період експлуатації допускається установка одного трансформатора за умови забезпечення вимог до електропостачання споживачів засобами мережного резервування.

Відповідно до ГОСТ 14209 – 97 [3] трансформатори класифікуються за величиною потужності на трансформатори:

- малої потужності (розподільні). До них відносяться трифазні трансформатори номінальною потужністю не більшою 2500 кВ А або однофазні номінальною потужністю не більше 833 кВ А класів напруги до 35 кВ включно, тобто понижувальні трансформатори з роздільними обмотками й напругою розподільної мережі, з охолодженням ON і без перемикання відгалужень обмоток під навантаженням;

- середньої потужності, до яких відносяться трифазні трансформатори номінальною потужністю не більше 100 МВ А або однофазні номінальною потужністю не більше 33,3 МВ А з роздільними обмотками, у яких опір короткого замикання (у відсотках) внаслідок обмежень щільності потоку розсіювання не перевищує значення

$$Z_r = \left(25 - 0,1 \frac{3S_r}{W} \right), \quad (2.1)$$

де W – кількість стрижнів у магнітопроводі трансформатора;

S_r – номінальна потужність трансформатора, МВ·А;

– великої потужності, до яких відносяться трансформатори потужністю більше 100 МВ А (трифазні) або із граничним опором короткого замикання, що перевищує наведене вище значення.

Система охолодження залежить від номінальної потужності трансформатора. Класифікація систем охолодження за ГОСТ і МЕК наведена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Позначення систем охолодження трансформаторів за ГОСТ і МЕК

Види системи охолодження	Позначення системи охолодження	
	за ГОСТ 11677-85	за МЕК
Природна циркуляція повітря	М	ONAN
Примусова циркуляція повітря і природна циркуляція масла	Д	ONAF
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з ненаправленим потоком масла	МЦ	OFAN
Природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з направленим потоком масла	НМЦ	ODAN
Примусова циркуляція повітря і масла з ненаправленим потоком масла	ДЦ	OFAF
Примусова циркуляція повітря і масла з направленим потоком масла	НДЦ	ODAF
Примусова циркуляція води і масла з ненаправленим потоком масла	Ц	OFWF
Примусова циркуляція води і масла з направленим потоком масла	НЦ	ODWF

Системи охолодження ONAN і ONAF в ГОСТ об'єднані загальним позначенням ON, OFAF і OFWF – OF, а ODAF і ODWF – OD.

На підстанціях рекомендується використовувати трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

Від підстанції, що розробляється в курсовому проекті, передбачається живлення електроприймачів усіх категорій і відсутність резервування мережею низької напруги. В зв'язку з цим установка двох трансформаторів є обов'язковою. Потужність трансформаторів вибирають так, щоб при відключенні одного з них на час ремонту або заміни, трансформатор, що

залишився в роботі, забезпечував живлення навантаження з урахуванням довгостроково припустимого перевантаження

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{ав}}} \quad (2.2)$$

де $S_{\text{н.т.}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{\text{макс}}$ – максимальне значення повної потужності навантаження за графіком, МВА;

$k_{\text{ав}}$ – коефіцієнт припустимого перевантаження в аварійному режимі.

При виборі потужності трансформатора не можна керуватися тільки його номінальною потужністю, тому що в реальних умовах температура навколишнього середовища, умови установки трансформатора можуть бути відмінними від прийнятих. Навантаження трансформатора змінюється протягом доби, і якщо потужність вибрати за максимальним навантаженням, то в періоди його спаду трансформатор буде не завантажений, тобто недовикористана його потужність. Досвід експлуатації показує, що трансформатор може працювати частину доби з перевантаженням, якщо в іншу частину доби його навантаження менше номінального. Критерієм різних режимів є зношення ізоляції трансформатора і температура найбільш нагрітої його частини і масла.

При попередньому визначенні потужності силових трансформаторів слід прийняти $k_{\text{ав}} = 1,4$. Визначену таким способом потужність трансформатора округлюють до стандартного значення. Після цього потужність трансформатора необхідно уточнити з урахуванням графіка навантаження на можливість роботи при тривалих аварійних перевантаженнях. Режимом тривалих аварійних перевантажень вважається режим навантаження, що виникає в результаті тривалого виходу з ладу деяких елементів мережі, що можуть бути відновлені тільки після досягнення постійного значення перевищення температури трансформатора. Це не звичайний робочий стан, і передбачається, що він буде виникати рідко, однак може тривати протягом тижнів або навіть місяців і

викликати значне термічне зношування. Проте таке навантаження не повинно бути причиною аварії внаслідок термічного ушкодження або зниження електричної міцності ізоляції трансформатора.

Граничні значення температури і струмів для режимів навантаження, що перевищують номінальне регламентується [3, табл. 1]. Їхні значення наведені в додатку В.

Для визначення можливості застосування вибраного трансформатора заданий графік навантаження підстанції перетворюється в еквівалентний двоступінчастий. Перетворення графіка виконують в такій послідовності:

- кожен ділянку графіка поділяють на ступені такої тривалості, в межах яких має місце незначна зміна навантаження. Для кожного такого ступеня вибирають середнє навантаження;

- на заданому графіку навантаження проводять горизонтальну лінію з ординатою, рівною потужності попередньо обраного трансформатора $S_{н.т.}$;

- перетинанням цієї лінії з вихідним графіком виділяють ділянку перевантаження тривалістю h' ;

- визначають початкове навантаження еквівалентного графіка за формулою:

$$k_1 = \frac{1}{S_{н.т.}} \sqrt{\frac{S_1^2 \times t_1 + S_2^2 \times t_2 + \dots + S_n^2 \times t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.3)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіку ($S_1, S_2, \dots, S_n \leq S_{н.т.}$);

t_1, t_2, \dots, t_n – тривалість відповідного ступеня, год.;

- визначають попереднє значення коефіцієнта перевантаження еквівалентного графіка:

$$k'_2 = \frac{1}{S_{н.т.}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \times h_1 + (S'_2)^2 \times h_2 + \dots + (S'_n)^2 \times h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}}, \quad (2.4)$$

де S'_1, S'_2, \dots, S'_n – потужність навантаження відповідного ступеня графіка ($S'_1, S'_2, \dots, S'_n > S_{н.т.}$);

h_1, h_2, \dots, h_n – тривалість відповідних ступенів перевантаження, год.

Ділянку перевантаження знаходять перетинанням лінії номінальної потужності трансформатора з вихідним графіком.

Попереднє значення коефіцієнта перевантаження k_2' слід порівняти зі значенням максимального коефіцієнта перевантаження

$$k_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{н.т.}}} \quad (2.5)$$

Якщо $k_2' \geq 0,9 k_{\text{макс}}$, то слід прийняти коефіцієнт перевантаження $k_2 = k_2'$; якщо ж $k_2' < 0,9 k_{\text{макс}}$, то приймають $k_2 = 0,9 k_{\text{макс}}$, при цьому час перевантаження h коригується за формулою:

$$h = \frac{(k_2')^2 \cdot h'}{(0,9 k_{\text{макс}})^2}, \quad (2.6)$$

де $h' = h_1 + h_2 + \dots + h_n$.

За знайденими величинами перевіряється допустимість графіка навантаження для вибраного трансформатора. В [3] наведені 24 таблиці для трансформаторів чотирьох категорій і шести значень часу перевантаження h (від 0,5 до 24 год.):

- розподільні трансформатори з охолодженням ONAN – таблиці 7–12;
- трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON – таблиці 13–18;
- трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OF – таблиці 19–24;
- трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD – таблиці 25–30.

За допомогою цих таблиць можна перевірити графіки припустимих режимів навантаження при різних значеннях k_1 і k_2 для відомої температури охолоджувального середовища й визначити для даного випадку скорочення терміну служби (виражається в «нормальних» добах, тобто, в еквівалентній

добі роботи при номінальній потужності й температурі охолоджувального середовища 20 °C) і температуру найбільш нагрітої точки трансформатора.

Якщо температура найбільш нагрітої точки трансформатора перевищує допустиму, то необхідно прийняти трансформатор наступної ступені потужності чи передбачити зниження навантаження.

Таблиці допустимих навантажень і відповідне добове скорочення строку служби трансформатора наведені в додатку Г.

Приклад 1. Визначити зношення за добу й температуру найбільш нагрітої точки трансформатора середньої потужності, що працює в таких умовах:

Система охолодження OF, $k_1 = 0,8$; $k_2 = 1,3$; $h = 8$ год., температура охолоджувального середовища $\theta_h = 30$ °C.

За даними таблиці 23 $V = 31,8$; $\Delta\theta_h = 121$ °C для температури охолоджувального середовища 20 °C. З огляду на те, що фактична температура охолоджувального середовища дорівнює 30 °C, знаходимо добове зношення

$$L = 31,8 \times 3,2 = 101,8 \text{ «нормальних» діб;}$$

При цьому температура найбільш нагрітої точки

$$\theta_h = 121 + 30 = 151 \text{ °C.}$$

З розрахунку видно, що температура найбільш нагрітої точки перевищує рекомендоване граничне значення 140 °C. Цей режим неприпустимий, його слід уникнути одним із вищевказаних способів.

Обраний за допустимістю аварійного перевантаження в період найбільших навантажень трансформатор рекомендується перевірити на допустимість систематичних навантажень в період найменших навантажень при ремонті другого трансформатора. Для цього в ГОСТ наведені таблиці І1-І32 за якими залежно від значення k_1 , температури охолоджувального середовища і часу перевантаження знаходиться значення граничного k_2 . Якщо розрахункове значення k_2 перевищує табличне, то режим для трансформатора неприпустимий. Коефіцієнти k_1 , і k_2 визначаються аналогічно режимові найбільших навантажень.

Проміжні значення величин для часу перевантаження не наведеного в таблицях приймаються інтерполяцією.

Приклад вибору кількості і потужності силових трансформаторів на підстанції наведений в додатку В.

3 ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ

Головна схема електричних з'єднань ПС – це сукупність основного електроустаткування (трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої первинної апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями.

Вибір головної схеми є основним при проектуванні, бо саме вона визначає повний склад елементів і зв'язків між ними.

Головна схема електричних з'єднань ПС вибирається з урахуванням схеми розвитку електричних мереж енергосистеми або схеми електропостачання району.

За способом приєднання до мережі всі підстанції можна розділити на тупикові, відгалужувальні, прохідні й вузлові.

Тупикова ПС – це підстанція, що одержує електроенергію від однієї електроустановки однією або декількома паралельними лініями (рис. 3.1, а).

Відгалужувальна ПС приєднується глухою відпайкою до однієї або двох магістральних ліній (рис. 3.1, б).

Прохідна ПС вмикається в розріз однієї або двох ліній із двостороннім або одnobічним живленням (рис. 3.1, в).

Вузлова ПС – це підстанція, до якої приєднано більше двох ліній живильної мережі, що приходять від двох або більш електроустановок (рис. 3.1, г).

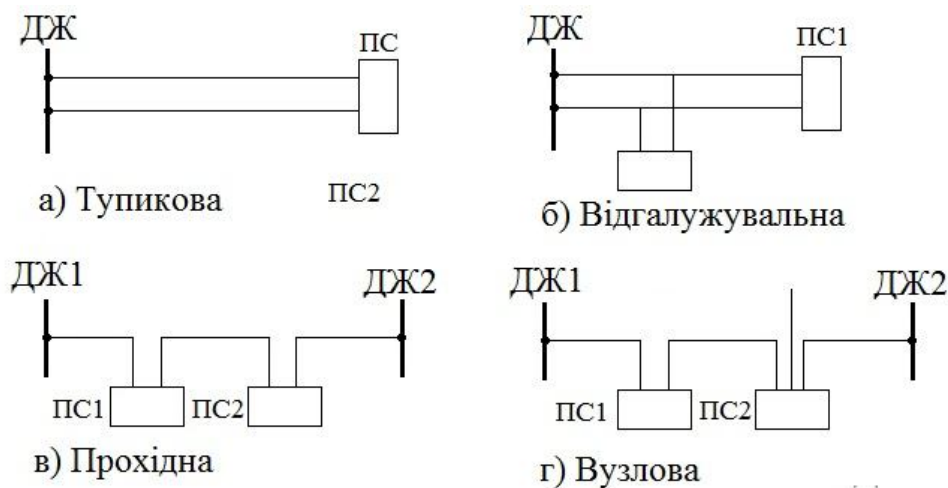


Рисунок 3.1 – Класифікація підстанцій за способом приєднання до мережі

За призначенням розрізняють споживчі й системні ПС. У даному проекті розробляється споживча ПС.

Схема ПС узгоджується за призначенням і способом приєднання до живильної мережі і повинна:

- забезпечувати надійність електропостачання споживачів підстанції і перетоків потужності міжсистемними і магістральними зв'язками у нормальному й після-аварійному режимах;
- враховувати перспективу розвитку;
- допускати можливість розширення;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики;
- забезпечувати можливість проведення ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань.

Для споруджуваних ПС 35 – 750 кВ повинні застосовуватись схеми розподільних установок (РУ), передбачені [1]. Використання схем, відмінних від наведених, допускається при реконструкції ПС і наявності обґрунтування.

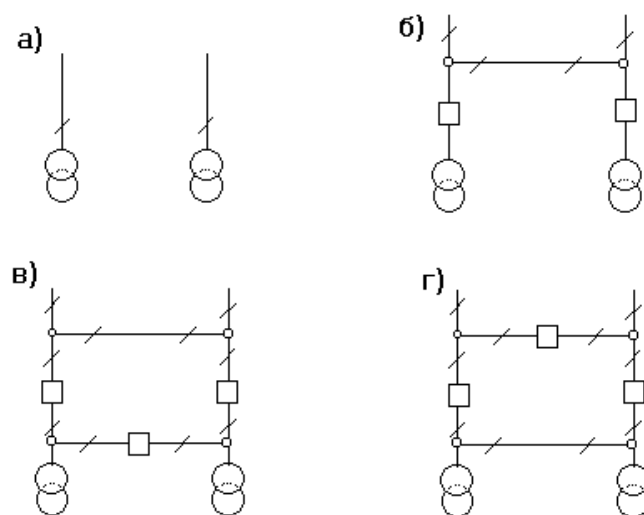


Рисунок 3.2 – Схеми розподільних установок ПС, рекомендованих для застосування в курсовому проекті

У проекті рекомендується застосовувати схеми, що мають згідно з [1] шифри 110(35)-1 (рис. 3.2, а), 110(35)-2 (рис. 3.2, б), 110(35)-3 (рис. 3.2, в), 110(35)-4 (рис. 3.2, г).

Схему 110(35)-1 (два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами) застосовують для тупикових ПС, розташованих у районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалужень. При цьому трансформатор повинен бути охоплений лінійним захистом з боку живлення або передбачена передача імпульсу телевідключення.

Схему 110(35)-2 (два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній) застосовують для тупикових і відгалужувальних ПС.

Схему 110(35)-3 (місток з вимикачами в колі ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній) застосовують для прохідних ПС при необхідності секціонування ліній.

Схему 110(35)-4 (місток з вимикачами в колі трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів) також застосовують для прохідних ПС при необхідності секціонування ліній і збереження транзиту при пошкодженні трансформатора.

Усі зазначені вище схеми використовують при потужності силових трансформаторів до 63 МВА включно.

На стороні 10 кВ слід застосовувати схему з однією або двома (якщо обмотка силового трансформатора розщеплена) одиночними секціонованими вимикачами системами шин (10-1 або 10-2) [1].

4 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Значення струмів короткого замикання (СКЗ) необхідні для вибору апаратів і провідників, причому точність розрахунку може бути нижчою, ніж при виборі релейного захисту. У зв'язку з цим можливо прийняти ряд допущень: не враховувати електромеханічні перехідні процеси при тривалості КЗ, що не перевищує 0,5 с; враховувати тільки реактивні опори елементів; не враховувати намагнічуючі струми трансформаторів (при деяких конструкціях трансформаторів їх враховують у схемі заміщення нульової послідовності); не враховувати ємнісну провідність ліній напругою 110 – 220 кВ при довжині не більше 200 км.

Струми КЗ у мережах напругою 110 – 150 кВ не повинні перевищувати 31,5 кА. Якщо таке перевищення має місце, то слід вживати заходи для обмеження СКЗ.

СКЗ розраховуються за умови роздільної роботи силових трансформаторів на стороні низької напруги.

Розрахунок СКЗ у курсовому проєкті можна виконувати будь-яким відомим способом. При розрахунках СКЗ для вибору електричних апаратів можна враховувати тільки індуктивний опір елементів мережі. При цьому значення СКЗ отримуються дещо завищеними, але це припустимо, тому що апарати вибираються з запасом. Якщо СКЗ розраховуються для релейного захисту то врахування активних опорів обов'язкове.

Для визначення СКЗ необхідно:

1 – скласти розрахункову схему, що являє собою однолінійну схему ділянки мережі, що включає підстанцію, з вказівкою тих елементів і параметрів,

що впливають на значення струму короткого замикання і повинні враховуватися при виконанні розрахунків (лінії, трансформатори, реактори тощо).

Розрахункова схема повинна відображати нормальний режим роботи. На схемі показують розрахункові точки короткого замикання (рис. 4.1 а та 4.2 а). Точки короткого замикання вибираються так, щоб провідники і апарати знаходилися в найтяжчих умовах роботи. При виборі комутаційних апаратів і провідників вважають, що коротке замикання відбулося безпосередньо за вимикачем на стороні вищої і на стороні нижчої напруги.

2 – за розрахунковою схемою скласти схему заміщення в якій електромагнітні зв'язки необхідно замінити на електричні. При цьому джерела живлення вводяться в схему заміщення як ЕРС і опори, а інші елементи – як опори (рис. 4.1 б та 4.2 б).

Для зручності значення опорів в схемі заміщення вказують у вигляді дробу, в чисельнику якого порядковий номер елемента, а в знаменнику – його величина (у відносних чи іменованих одиницях).

3 – шляхом поступового перетворення схему привести до більш простого вигляду – так, щоб кожне джерело живлення з еквівалентною ЕРС були зв'язані з точкою короткого замикання одним опором (рис. 4.1 в та 4.2 в).

Перетворення (згортання) схеми виконується від джерела живлення до місця короткого замикання, шляхом використання відомих з курсу ТОЕ правил послідовного і паралельного з'єднань, методу розщеплення схем і т. п.

Опори елементів визначаються за формулами, наведеними в таблиця 4.1.

Параметри системи у вихідних даних до проекту задані потужністю короткого замикання $S_{кз}$, за якою визначається реактивний опір системи. Напруга в місці приєднання системи вважається практично незмінною при КЗ і у відносних одиницях приймається рівною 1, а в іменованих – номінальній напрузі мережі.

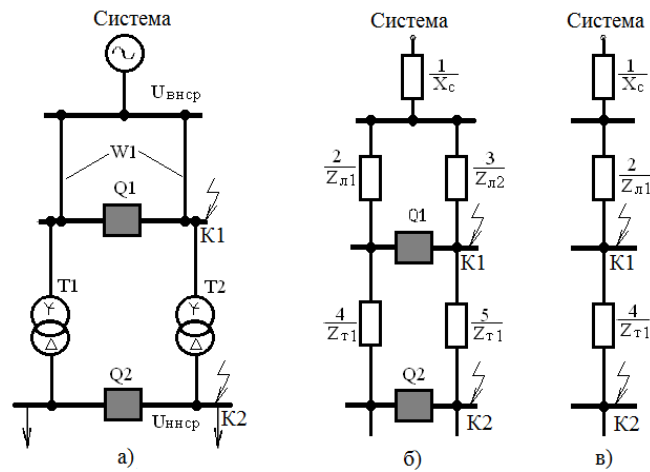


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема (а) і схеми заміщення (б) і (в) для тупикової чи відгалуджувальної (відпаєчної) підстанції (зафарбовані вимикачі означають їх вимкнутий стан).

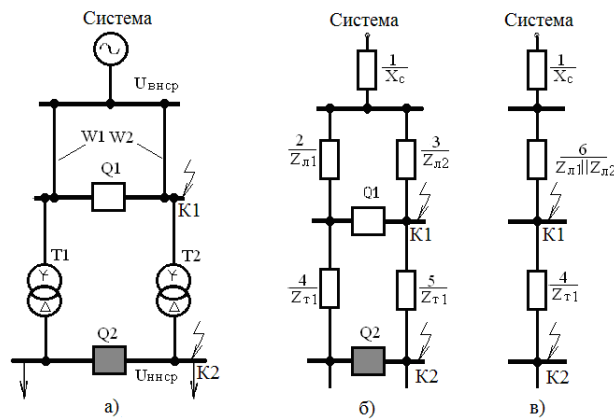


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема (а) і схеми заміщення (б) і (в) для прохідної (транзитної) підстанції (зафарбовані вимикачі означають їх вимкнутий стан)

Таблиця 4.1 – Вирази для визначення опорів в іменованих і відносних одиницях

Найменування елемента	Опір в іменованих одиницях	Опір в відносних одиницях
Система при відомій потужності КЗ, $S_{КЗ}$	$X_c'' = \frac{U_6^2}{S_{КЗ}}$	$X_c^* = \frac{S_6}{S_{КЗ}}$
Система при відомому струмові вимикача, приєднаного до шин системи	$X_c = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} I_{НОМ.ВИМ.} U_{НОМ}}$	$X_c^* = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} I_{НОМ.ВИМ.} U_{НОМ}}$
Трансформатор	$X_{тр} = \frac{U_{к \%} \times U_6^2}{100 \times S_{НОМ}};$	$X_{тр}^* = \frac{U_{к \%} \times S_6}{100 \times S_{НОМ}}$

Реактор	$X_p = \frac{X_p \% \times U_{\text{НОМ}}}{100 \times \sqrt{3} I_{\text{НОМ}}}$	$X_p^* = \frac{X_p \% \times I_6 \times U_{\text{НОМ}}}{100 \times I_{\text{НОМ}} \times U_6}$
Лінія	$X_{\text{л}} = x_0 \times l \times \frac{U_6^2}{U_{\text{НОМ}}^2}$	$X_{\text{л}}^* = x_0 \times l \times \frac{S_6}{U_{\text{НОМ}}^2}$

Примітка. $S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність елемента схеми, МВА;

U_6 – базисна напруга, кВ;

S_6 – базисна потужність, МВА;

$S_{\text{КЗ}}$ – потужність короткого замикання системи, МВА;

$I_{\text{НОМ.ВИМ.}}$ – номінальний струм вимикання вимикача, приєднаного до шин енергосистеми;

$I_{\text{НОМ}}$ – номінальний струм реактора;

$U_{\text{К}}\%$ – напруга короткого замикання трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$ – середня номінальна напруга в місці установки даного елемента, кВ;

x_0 – питомий погонний індуктивний опір лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

У випадку застосування на підстанції трансформатора з розщепленою обмоткою нижчої напруги коригування його опору при визначенні струму КЗ у точці К2 слід виконувати за формулою:

$$X_{\text{В.Т.}} = X_{\text{ВН-НН}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right), \quad X_{\text{Н.Т1}} = X_{\text{Н.Т2}} = X_{\text{ВН-НН}} \left(\frac{K_p}{2} \right), \quad (4.1)$$

де $X_{\text{ВН-НН}} = X_{\text{Т}}^*$;

K_p – коефіцієнт розщеплення, для трифазних трансформаторів дорівнює 3,5.

Сумарний опір кола трансформатора при КЗ на шинах нижчої напруги:

$X_{\text{Т}}^{\text{К2}} = X_{\text{ВТ}} + X_{\text{НТ1(НТ2)}}$. Після об'єднання формул отримаємо $X_{\text{Т}}^{\text{К2}} = 1,875 X_{\text{ВТ}}$, тобто, коефіцієнт підвищення опору трансформатора за рахунок розщеплення вторинної обмотки складає 1,875.

При розрахунку в іменованих одиницях опору всіх елементів приводяться до однієї напруги, як правило, до напруги ступеня короткого замикання. При

розрахунку у відносних одиницях опори всіх елементів приводять до одних базисних умов. Дійсні коефіцієнти трансформації при приведенні допускається не враховувати. Опір в іменованих одиницях, приведений до ступеня короткого замикання визначається формулою

$$X^* = X \times \frac{U_{\text{ср.ном.1}}^2}{U_{\text{ср.ном.2}}^2}, \quad (4.2)$$

де X^* – опір розглянутого елемента в іменованих одиницях на тому ступені, на якому знаходиться точка КЗ;

$U_{\text{ср.ном.1}}$ і $U_{\text{ср.ном.2}}$ – відповідно середні номінальні напруги ступеня до якого приводиться елемент, і ступеня, на якому знаходиться елемент. При цьому використовуються середньо-номінальні напруги 115, 37 і 10,5 кВ. Якщо опір приводиться до більш високої напруги, то він збільшується, а якщо до більш низької – зменшується.

Склавши схему заміщення, слід згорнути її щодо місця КЗ за методом еквівалентних ЕРС. При цьому визначають еквівалентну ЕРС усієї системи E_{Σ} і сумарний опір X_{Σ} . Початковий над перехідний струм КЗ при розрахунку в іменованих одиницях знаходять за формулою

$$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} * X_{\Sigma}} = \frac{E_{\phi\Sigma}}{X_{\Sigma}}, \quad (4.3)$$

де E_{Σ} і $E_{\phi\Sigma}$ – відповідно лінійна і фазна напруги еквівалентної ЕРС схеми заміщення, кВ;

X_{Σ} – сумарний еквівалентний опір, Ом.

При розрахунку у відносних одиницях (в.о.)

$$I_{no} = I_{\kappa}^* \times I_{\phi} = \frac{E_{\Sigma}^* \times S_{\phi}}{X_{\Sigma\phi}^* \times \sqrt{3} U_{\text{ср.ном.}}}, \quad (4.4)$$

де I_{κ}^* – струм у місці КЗ, в.о.;

I_{ϕ} – базисний струм ступеня КЗ, кА;

E_{Σ}^* і $X_{\Sigma\delta}^*$ – еквівалентна ЕРС і сумарний опір схеми заміщення при базисних умовах, в.о.;

S_{δ} – прийнята базисна потужність, МВА;

$U_{\text{ср.ном.}}$ – середня номінальна напруга ступеня КЗ, кВ.

У розрахунках СКЗ для вибору апаратів і провідників можна приймати еквівалентну ЕРС рівною $E_{\Sigma} = U_{\text{ср.ном.}}$ і $E_{\Sigma}^* = 1$.

Ударний струму КЗ знаходять за формулою

$$i_y = \sqrt{2} k_{\text{уд}} \times I_{\text{п0}}, \quad (4.5)$$

де $k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт, визначають за формулою

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4.6)$$

де $T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \times R_{\Sigma}}$ – постійна часу загасання аперіодичного струму.

При орієнтовних розрахунках для системи, зв'язаної із збірними шинами повітряними лініями 110 кВ $T_a = 0,02 \div 0,03$ с, $k_{\text{уд}} = 1,608 \div 1,717$.

Для системи, зв'язаної зі збірними шинами 6–10 кВ через трансформатори одиничною потужністю 5,6 ÷ 32 МВА – $k_{\text{уд}} = 1,6 \div 1,82$, $T_a = 0,02 \div 0,05$ с; 32 ÷ 80 МВА – $k_{\text{уд}} = 1,82 \div 1,904$, $T_a = 0,05 \div 0,1$ с.

При визначенні періодичної складової СКЗ у момент розходження контактів вимикача $I_{\text{пт}}$ можна вважати ЕРС системи і періодичну складову СКЗ незмінними в часі, тобто $I_{\text{пт}} = I_{\text{п0}}$.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розходження контактів

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \times I_{\text{п0}} \times e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (4.7)$$

де τ – розрахунковий час, для якого потрібно знайти $i_{\text{ат}}$.

Розрахунковий час

$$\tau = t_{p.з.} + t_{вл.вим.} + n \times \Delta t, \quad (4.8)$$

де $t_{p.з.}$ – мінімальний час дії релейного захисту (не більше 0,1 с);

$t_{вл.вим.}$ – власний час вимикання вимикача (приймають за каталогами залежно від типу вимикача, для сучасних вимикачів не більше 0,1 с);

n – кількість ступенів селективності (для комірки відвідної лінії $n = 0$; для секційного вимикача – 1; для ввідного – 2);

Δt – тривалість ступені селективності (0,3 – 0,5 с).

Повний інтеграл Джоуля СКЗ є результатом дії періодичної ($B_{к.п.}$) і аперіодичної ($B_{к.а.}$) складових СКЗ:

$$B_k = B_{к.п.} + B_{к.а.} \quad (4.9)$$

При віддаленому КЗ, коли періодична складова СКЗ у часі не змінюється

$$B_k = I_{п0}^2 \left[\tau + T_a \left(1 - e^{-\frac{\tau}{T_a}} \right) \right], \quad (4.10)$$

де τ – час який визначається за формулою (4.8);

Якщо $\frac{\tau}{T_a} = 1 \div 2$, то можна застосувати вираз:

$$B_k = I_{п0}^2 (\tau + T_a) \quad (4.11)$$

Розраховані значення СКЗ рекомендується звести в таблицю (дивись додаток Ж).

Режим заземлення нейтралей трансформаторів у мережах 110 кВ ставить дещо суперечливі вимоги:

1. Виходячи з необхідності обмеження напруг на нейтралах трансформаторів, а також на повітряних лініях, бажано заземлювати нейтралі всіх трансформаторів (нейтралі автотрансформаторів заземлюють завжди).

2. Якщо при заземленні нейтралей усіх трансформаторів об'єкта, що захищається, виявляється, що струм однофазного КЗ більший припустимого струму вимикача, то частину нейтралей розземлюють. Звичайно на підстанціях, де є два трансформатори, заземлюють нейтраль одного з них.

У зв'язку з цим впливає, що крім струму трифазного КЗ треба розрахувати і струм однофазного КЗ.

Схема заміщення нульової послідовності складається аналогічно описаній вище методиці із заміною опорів прямої послідовності на опори нульової послідовності. При цьому число елементів у схемі скорочується. У схему заміщення нульової послідовності входять опори нульової послідовності ліній, а також опори трансформаторів із з'єднанням обмоток «зірка – трикутник», нейтралі яких заземлені, та автотрансформаторів. Якщо трансформатор має обмотку, з'єднану трикутником, то струм нульової послідовності протікає по обмотці, з'єднаній в зірку, трансформуючись і замикаючись в обмотці, з'єднаній трикутником.

Побудову схеми заміщення нульової послідовності доцільно починати з місця короткого замикання. Елементи, через які струм нульової послідовності не протікає, у схему не вводять. Для циркуляції струмів нульової послідовності на розглянутому електричному ступені повинно бути не менше двох з'єднань із землею. За нульовий потенціал приймають потенціал за опором елементів, у яких закінчується циркуляція струмів. Значення опорів нульової послідовності деяких елементів схеми заміщення, виражені через опори прямої послідовності, наведені в таблиця 4.2.

Таблиця 4.2 – Опори нульової послідовності X_0 елементів схеми заміщення

Елементи схеми	Опір X_0
Лінія одноколова	
без тросів	$3.5 X_1$
зі сталевими тросами	$3.0 X_1$
з добре провідними тросами	$2.0 X_1$
Лінія двоколова	
без тросів	$5.5 X_1$
зі сталевими тросами	$4.7 X_1$
з добре провідними тросами	$(3.5 \div 4.6) X_1$
Трьохжильні кабелі	$3.0 X_1$
Реактори	X_1
Трансформатор двохобмоточний із з'єднанням обмоток «зірка з нулем – трикутник»	X_1

Струм однофазного КЗ визначають за формулою

$$I^{(1)} = 3I_0 = \frac{3U_{cp}}{\sqrt{3}(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})} \quad (4.12)$$

$X_{2\Sigma}$ можна прийняти рівним $X_{1\Sigma}$. Остаточні устаткування перевіряють за більшим значенням СКЗ.

5 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ І СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН

Обладнання слід вибрати для розподільних установок усіх напруг. Вибирається тільки основне обладнання: вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і напруги, заземлюючі роз'єднувачі, обмежники перенапруг (розрядники), шини, підвісні, опорні й прохідні ізолятори, високочастотні загороджувачі й конденсатори (якщо передбачається високочастотна обробка ліній), дугогасильні й струмообмежувальні реактори (при необхідності).

Вибір всіх апаратів рекомендується виконувати в табличній формі (дивись додатки).

5.1 Вибір вимикачів

В розподільних установках з вимикачами рекомендується застосовувати вакуумні, елегазові або мало-масляні вимикачі. Вибрати необхідно вимикачі в колах силових трансформаторів, секційні або прохідні, вимикачі на лініях, що відходять.

Вибір вимикачів здійснюють за такими параметрами:

5.1.1 Номінальна напруга

$$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.1)$$

де $U_{\text{м.ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга вимикача, кВ.

5.1.2 Розрахунковий тривалий струм

$$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.2)$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм вимикача.

Розрахунковий струм $I_{\text{розр}}$ вибирають з найбільш несприятливого експлуатаційного режиму. Наприклад, при наявності двох паралельних ліній $I_{\text{розр}}$ визначають за умови відключення однієї з них, тобто $I_{\text{розр}} = 2 \cdot I_{\text{роб}}$ ($I_{\text{роб}}$ – тривалий робочий струм однієї лінії).

Для тупикової підстанції

$$I_{\text{роб.}} = \frac{0,7 S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} U_{\text{м.ном.}}}, \quad (5.3)$$

де $S_{\text{н.т.}}$ – номінальна потужність силового трансформатора, МВА.

Для прохідної підстанції, якщо відома потужність транзиту

$$I_{\text{роб}} = \frac{S_{\text{транз.}}}{\sqrt{3} U_{\text{м.ном.}}}, \quad (5.4)$$

де $S_{\text{транз.}}$ – найбільша транзитна потужність, МВА.

При виборі вимикачів у колі силових трансформаторів $I_{\text{розр}}$ визначають з урахуванням припустимого перевантаження трансформатора на 40%

$$I_{\text{розр}} = \frac{1,4 S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} U_{\text{м.ном.}}}, \quad (5.5)$$

Якщо потужність транзиту невідома, то струм прохідного вимикача визначають як струм перевантаженого трансформатора за формулою (5.5).

Для збірних шин, а також кіл секційних і шино-з'єднувальних вимикачів $I_{\text{розр}}$ слід приймати з урахуванням ремонтних умов як тривалий робочий струм

найбільш потужного трансформатора, приєднаного до цих шин. Стосовно проектованої ПС розрахунковий струм секційних вимикачів

$$I_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3}U_{\text{м.ном.}}} \quad (5.6)$$

(якщо трансформатор з розщепленою обмоткою НН, струм для сторони 10 кВ $I_{\text{розр}}$ треба зменшити в два рази)

5.1.3 Динамічною стійкістю струмам КЗ

5.1.3.1 Початковим періодичним струмом КЗ

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{гр.наскр.}}, \quad (5.7)$$

де $I_{\text{гр.наскр.}}$ – граничний наскрізний струм (діюче значення періодичної складової), допустимий для вибраного вимикача.

5.1.3.2 Ударним струмом КЗ

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{гр.наскр.}}, \quad (5.8)$$

де $i_{\text{гр.наскр.}}$ – номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача (амплітудне значення граничного допустимого наскрізного струму).

5.1.4 Здатністю вимикати

5.1.4.1 Симетрична (періодична) складова струму КЗ

Симетрична (періодична) складова струму КЗ відповідає розрахунковому часу τ відключення короткого замикання:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{вим..ном.}} \quad (5.9)$$

5.1.4.2 Номінальна аперіодична складова струму вимикання

Номінальна аперіодична складова струму вимикання, $i_{ат}$

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном} I_{ном.вим.ном} \quad (5.10)$$

де $i_{а.ном}$ – номінальний аперіодичний струм вимикання вимикача;

$\beta_{ном}$ – номінальна відносна величина аперіодичної складової струму вимикання для часу τ .

При $I_{пт} \leq I_{вим.ном.}$, а $i_{ат} \geq i_{а.ном.}$ допускається виконання умови

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq I_{вим.ном.} \times (1 + \beta_{ном.}) \quad (5.11)$$

5.1.5 Здатність вмикати

Здатність вмикати

$$I_{п0} \leq I_{вкл.ном.}, i_{уд.} \leq i_{вкл.ном.}, \quad (5.12)$$

де $I_{вимк.ном.}$ – номінальне діюче значення періодичної складової струму вимикання;

$i_{вимк.ном.}$ – номінальне амплітудне значення повного струму вимикання.

У зв'язку з тим, що номінальні струми вмикання вимикачів, як правило, відповідають номінальним струмам вимикання, перевірку за цією умовою можна не виконувати.

5.1.6 Термічна стійкість

Термічна стійкість вимикача визначається умовою

$$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_t, \quad (5.13)$$

де $I_{T.ном.}$ – номінальний струм термічної стійкості, який вимикач може витримати без пошкодження протягом граничного часу термічної стійкості, t_r ;

B_k – інтеграл Джоуля струму короткого замикання.

Крім вищевказаних критеріїв апарат необхідно вибрати за виконанням (для зовнішньої або внутрішньої установки).

5.2 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів здійснюють аналогічно вибору вимикачів за умовами 5.1.1, 5.1.2, і перевіряють за умовами 5.1.3.2 і 5.1.6, а також за виконанням.

У проекті необхідно вибрати роз'єднувачі на стороні вищої напруги. У нейтралі силових трансформаторів з вищою напругою 110 кВ слід передбачити установку однополюсного заземлювача типу ЗОН-110М.

5.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

5.3.1 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму і напруги служать для зменшення первинних струмів і напруг до величин найбільш зручних для приєднання приладів виміру й обліку, реле захисту, пристроїв автоматики. Крім того, трансформатори струму і напруги забезпечують безпеку персоналу, який обслуговує електроустановку, бо електрично розділяють кола вищої і нижчої напруги.

Вибір трансформаторів струму виконується за:

1. Номінальною напругою (аналогічно виборі вимикачів);
2. Розрахунковим тривалим струмом кола, в яке вмикається трансформатор струму

$$I_{розр.} \leq I_{I.ном.} \quad (5.14)$$

де $I_{I.ном.}$ – номінальний струм первинного кола трансформатора струму. Його величина вибирається найближчою більшою до значення $I_{розр.}$, бо недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок.

Перевірка трансформаторів струму виконується за:

1. Ударним струмом КЗ

$$i_{уд} \leq \sqrt{2} k_{дин.} I_{ном.} \quad (5.15)$$

де $k_{дин.}$ – кратність електродинамічної стійкості.

2. Інтегралом Джоуля

$$W_k \leq (k_t I_{ном.})^2 t_t, \quad (5.16)$$

де k_t – кратність термічної стійкості.

(В каталогах можуть наводитися не коефіцієнти $k_{дин.}$ й k_t а значення струмів $i_{дин.}$ і I_t).

3. Вторинним навантаженням

$$Z_2 \leq Z_{2ном.}, \quad (5.17)$$

де $Z_{2ном.}$ – номінальне навантаження при заданому класі точності, Ом.

В зв'язку з тим, що індуктивний опір кіл струму невеликий, допускається приймати $Z_2 \approx R_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів $Z_{прил.}$, з'єднувальних проводів $R_{пр.}$, і перехідного опору контактів R_k

$$Z_2 = Z_{прил.} + R_{пр.} + R_k. \quad (5.18)$$

Опір приладів визначають за виразом

$$Z_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{I_2^2}, \quad (5.19)$$

де $S_{прил.}$ – потужність, що споживають прилади, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу ($I_2 = 5$ А).

Значення потужності, що споживають окремі прилади, можна прийняти за таблицею П 4.7 [4] і таблицею 6.26 [5].

Опір контактів приймають рівним 0,05 Ом при двох-трьох приладах і 0,1 Ом при більшій кількості приладів.

Опір з'єднувальних проводів залежить від їхньої довжини і перерізу:

$$R_{\text{пр.}} = \frac{\rho \times l_{\text{розр.}}}{q}, \quad (5.20)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (для мідних проводів $\rho=0,0283 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}$, для алюмінієвих – $\rho=0,0175 \frac{\text{Ом} \times \text{мм}^2}{\text{м}}$). Як з'єднувальні застосовують багатожильні контрольні кабелі з паперовою, гумовою, поліхлорвініловою або поліетиленовою ізоляцією у свинцевій, гумовій, поліхлорвініловій або спеціальній теплостійкій оболонці. Як правило, у колах струму використовують алюмінієві проводи перерізом не меншим 4 мм². Для мідних проводів переріз має бути не менше 2,5 мм² [2]. Переріз більший 6 мм² зазвичай не застосовують;

$l_{\text{розр.}}$ – розрахункова довжина проводів, що залежить від схеми з'єднання трансформаторів струму. При з'єднанні приладів в одну фазу $l_{\text{розр.}}=2l$; при з'єднанні в неповну зірку $l_{\text{розр.}}=3l$; при з'єднанні в повну зірку $l_{\text{розр.}}=l$. У свою чергу l – довжина з'єднувальних проводів від трансформаторів струму до приладів, м. Вона може бути прийнята для ліній 6-10 кВ споживачів 3,5÷5 м, для всіх кіл РУ 110 кВ – 60÷85 м, для РУ 35 кВ – 60÷75 м. Пропонується прийняти схему з'єднання в повну зірку.

Слід використовувати трансформатори струму, вбудовані у вводи силових трансформаторів чи будівель. Окремо трансформатори струму встановлюють в тих випадках, коли використання вбудованих трансформаторів не забезпечує необхідних умов роботи релейного захисту, живлення системи обліку електроенергії і вимірювальних приладів.

Потужність, що споживають прилади вимірів і обліку $S_{\text{прил.}}$, визначають для найбільш завантаженої фази. Розрахунок потужності рекомендується виконувати в табличній формі. (Додаток Л).

5.3.2 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибираються за первинною напругою і виконанням аналогічно вимикачам і перевіряються за умовою вторинного навантаження.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном.}}, \quad (5.21)$$

де $S_{2\text{ном.}}$ – номінальна потужність в обраному класі точності, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, ВА.

Для спрощення розрахунків навантаження приладів можна не розділяти по фазах.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прил.}} \cdot \cos \varphi_{\text{прил.}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{прил.}} \cdot \sin \varphi_{\text{прил.}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{прил.}}^2 + Q_{\text{прил.}}^2} \quad (5.22)$$

Переріз з'єднувальних проводів приймається за умовою механічної стійкості аналогічно трансформаторам струму.

З метою запобігання явищам ферорезонансу рекомендується застосовувати антирезонансні трансформатори напруги.

5.4 Вибір і розрахунок струмопровідних частин і ізоляторів

5.4.1 Вибір шин

Ошиновку РУ 35 кВ і вище, як правило, виконують алюмінієвими або сталевалюмінієвими проводами. На стороні 10 кВ трансформаторів допускається тверда ошиновка, але тільки на коротких ділянках у випадках, коли застосування гнучких струмопроводів ускладнює конструкцію. У проекті рекомендується застосовувати тверді шини тільки для виконання мосту від силових трансформаторів до РУ 10 кВ.

Переріз шин вибирають за струмом, припустимим за умовами нагрівання. При цьому варто враховувати не тільки нормальні, але і післяаварійні режими. Умова вибору

$$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{прип.}}, \quad (5.23)$$

де $I_{\text{прип.}}$ – припустимий струм шини з урахуванням температури повітря, відмінної від нормованої ($\theta_{\text{ном.}} = 25^{\circ}\text{C}$).

Значення $I_{\text{прип.}}$ уточнюється за формулою

$$I_{\text{прип.}} = I_{\text{прип.ном.}} \sqrt{\frac{\theta_{\text{прип.}} - \theta_0}{\theta_{\text{прип.}} - \theta_{\text{ном.}}}}, \quad (5.24)$$

де $I_{\text{прип.ном.}}$ – припустимий струм шини за температури $\theta_{\text{ном.}} = 25^{\circ}\text{C}$;

θ_0 – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$.

Для неізольованих проводів і пофарбованих шин $\theta_{\text{прип.}} = 70^{\circ}\text{C}$, тоді

$$I_{\text{прип.}} = I_{\text{прип.ном.}} \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{45}} \quad (5.25)$$

Шини необхідно також перевірити на термічну стійкість при коротких замиканнях за умовою

$$q_{\text{мін.}} \leq q, \quad (5.26)$$

де $q_{\text{мін.}}$ – мінімальний переріз за термічною стійкістю, мм^2 , визначається за формулою

$$q_{\text{мін.}} = \frac{\sqrt{B}}{C}, \quad (5.27)$$

де C – функція, значення якої встановлюють за спеціальними таблицями.

Для алюмінієвих шин $C = 91 \times 10^{-3} \frac{\text{кА}\sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$, для мідних – $C = 167 \times 10^{-3} \frac{\text{кА}\sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$.

Остаточно приймають більший переріз. Слід також врахувати значення мінімального перерізу за умовою корони (наприклад, для напруги 110 кВ мінімальним перерізом є 70 мм^2).

Згідно п. 1.3.28 ПУЕ, ошиновку в межах відкритих і закритих РУ всіх напруг за економічною щільністю струму не перевіряють.

Вибираючи переріз шин на стороні 110 кВ, необхідно пам'ятати, що він не повинен бути меншим перерізу ліній, що живлять підстанцію.

Гнучкі шини закріплюють на гірляндах підвісних ізоляторів з досить великими відстанями між фазами. Так, для збірних шин 110 кВ прийнята відстань 3 м. При таких відстанях сили взаємодії між фазами невеликі і перевірку гнучкої ошиновки на електродинамічну стійкість не виконують. Якщо ударний струм трифазного короткого замикання перевищує 20 кА, гнучкі шини перевіряють на електродинамічну стійкість.

Тверді шини, закріплені на ізоляторах, являють собою коливальну систему, що знаходиться під дією електродинамічних зусиль. Складові цих зусиль змінюються з частотою 50 і 100 Гц. Якщо власні частоти системи шини-ізолятори збігаються з цими значеннями, то навантаження значно зростають. Механічний резонанс не виникає, якщо власна частота системи менша 30 Гц або більша 200 Гц. Більшість конструкцій цим умовам відповідають, тому їхня

перевірка на електродинамічну стійкість не потрібна. У даному проекті необхідно перевірити на динамічну стійкість шинний міст від трансформатора до РУ-10 кВ.

Власну частоту коливань системи шини-ізолятор для алюмінієвих шин знаходять за формулою

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.28)$$

де l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

q – переріз шини, см^2 ;

J – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4 .

При розташуванні шин горизонтально (плиском)

$$J = \frac{k \times b \times h^3}{12}, \quad (5.29)$$

де k – кількість шин у пакеті, шт.;

b – товщина шини, см;

h – ширина шини, см.

Виходячи з умов невникнення резонансу, визначаємо припустимі довжини прольоту між ізоляторами

$$l_{\text{доп.200}} = \sqrt{\frac{173,2}{200}} \times \sqrt[4]{\frac{J}{q}}; \quad (5.30)$$

$$l_{\text{доп.30}} = \sqrt{\frac{173,2}{30}} \times \sqrt[4]{\frac{J}{q}}. \quad (5.31)$$

Після цього залежно від довжини шинного моста від трансформатора до РУ 10 кВ приймають фактичне значення прольоту між ізоляторами, причому ця відстань приймається кратною довжині шинного моста.

Вибравши відстань між опорними ізоляторами, необхідно перевірити власну частоту коливань шин при цій відстані за формулою (5.28).

Якщо частота не потрапляє в зону резонансу, то відстань між ізоляторами приймають остаточно.

Шини вважаються механічно стійкими, якщо дотримується умова

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп.}}, \quad (5.32)$$

де $\sigma_{\text{розр.}}$ – розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, що виникає в результаті електродинамічних зусиль, МПа;

$\sigma_{\text{доп.}}$ – допустима напруга в матеріалі шини, $\sigma_{\text{доп.}}$ приймають рівною $(0,5 \div 0,7) \sigma_{\text{руйн.}}$.

Руйнівну напругу в матеріалі шин $\sigma_{\text{руйн.}}$ приймають за таблицями (наприклад, табл. 4.2 [6], табл. 7.3 [6]). Так, для алюмінієвого сплаву марки АД31Т $\sigma_{\text{руйн.}} = 200$ МПа, а $\sigma_{\text{доп.}} = 90$ МПа.

Для визначення $\sigma_{\text{розр.}}$ необхідно знайти найбільше зусилля при трифазному КЗ за формулою

$$F = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{i_{\text{уд}}^2 \times k_{\phi}}{a}, \quad (5.33)$$

де $i_{\text{уд}}$ – ударний струм трифазного КЗ, А;

a – відстань між осями суміжних фаз (для РУ 10 кВ приймаємо $a = 0,3 \div 0,8$ м, зокрема для шинного моста від трансформатора до РУ 10 кВ – 0,6 м);

k_{ϕ} – коефіцієнт форми, що враховує розташування шин на голівці ізолятора. Якщо шини розташовані пліском, $k_{\phi} = 1$.

Згинальний момент M (Н×м), що виникає від впливу зусилля F

$$M = \frac{Fl^2}{10} \quad (5.34)$$

Розрахункова напруга в матеріалі шин

$$\sigma_{\text{розр.}} = \frac{M}{W}, \quad (5.35)$$

де $W = \frac{kbh^2}{6}$ – момент опору шин при розташуванні пліском, см^3 .

Якщо були обрані двосмугові шини, то крім механічної напруги від взаємодії фаз σ_{ϕ} , виникає механічна напруга від взаємодії смуг σ_c . Двосмугові шини механічно стійкі, якщо

$$\sigma_{\text{розр.}} = \sigma_{\phi} + \sigma_c \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (5.36)$$

Напруга від взаємодії фаз визначається так само, як і для одно-смугових шин (з урахуванням зміни J і W , формули для визначення J і W для іншого розташування шин наведені в додатку М).

При визначенні напруги від взаємодії смуг σ_c приймають, що при двох смугах по кожній протікає $0,5i_y$.

Зусилля між смугами, Н/м

$$F_c = 2 \times k_{\phi} \times 10^{-7} \times \frac{1}{2 \cdot b} \times \left(\frac{i_{\text{уд}}}{2} \right)^2 = 0,25 \times k_{\phi} \times 10^{-7} \times \frac{1}{b} \times i_{\text{уд}}^2 \quad (5.37)$$

Це зусилля при будь-якому розташуванні багатосмугових шин діє на широку грань, тому

$$W_c = \frac{b^2 h}{6}. \quad (5.38)$$

Напруга в матеріалі від взаємодії смуг

$$\sigma_c = \frac{F_c l}{12 W_c}, \quad (5.39)$$

де $l_{\text{п}}$ – відстань між прокладками, м, що приймається з конструктивних міркувань (вона має бути кратною прийнятій відстані між опорними ізоляторами $l_{\text{ф}}$), але не більшою максимально можливої, розрахованої за формулою

$$l_{\text{пмакс.}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{ф}})W_{\text{п}}}{F_{\text{п}}}} \quad (5.40)$$

Якщо умова $\sigma_{\text{розр.}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ не виконується, то слід зменшити $\sigma_{\text{ф}}$ чи $\sigma_{\text{п}}$, що можна зробити, зменшивши $l_{\text{ф}}$ або $l_{\text{п}}$, можна також збільшити відстань між фазами а.

5.4.2 Вибір ізоляторів

Як правило, для підвішування проводів у відкритій розподільній установці використовують одиночні гірлянди підвісних ізоляторів. Здвоєні застосовують лише в тих випадках, коли одиночні гірлянди не задовольняють умовам механічних навантажень.

Підвісні ізолятори вибираються залежно від напруги.

Кількість ізоляторів у гірлянді й елементів в опорних ізоляторах для ВРУ, розташованих у районах з незабрудненою атмосферою, наведена в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Кількість ізоляторів для кріплення шин у районах з незабрудненою атмосферою

Тип ізолятора	Напруга, кВ		
	6 –10	35	110
ПФ6-Б (ПМ-4.5)	–	5	8
ПФ6-У	–	4	8
ПС6-А (ПС-4.5)	–	5	9
ПС6-Б	–	4	8
ШН-10	1	–	–
ОНШ-10 (ИШД-10)	1	–	–
ОНС-10-500	1	–	–
ОНС-10-2000	1	–	–
ОНШ-35-1000 (ШТ-35)	–	1	3
ОНШ-35-2000 (ИШД-35)	–	1	3
ШО-35	–	1	–
ШО-110	–	1	–
ШО-150	–	–	–

Кількість ізоляторів залежить не тільки від напруги, але й від умов навколишнього середовища. При значному забрудненні атмосфери гірлянди збільшують на 1–2 ізолятори, чи застосовують ізолятори з більш розвинутою поверхнею.

Залежно від конструкції ВРУ можливе застосування опорних і штирових ізоляторів.

У проекті необхідно також вибрати опорні й прохідні ізолятори для РУ-10 кВ. Їх вибирають за умов

$$U_{\text{ном.уст.}} \leq U_{\text{ном.із.}} ; \quad (5.41)$$

$$F_{\text{розн.}} \leq F_{\text{доп.}} , \quad (5.42)$$

де $U_{\text{ном.уст.}}$, $U_{\text{ном.із.}}$ – номінальна напруга установки й ізолятора відповідно;

$F_{\text{розн.}}$ – розрахункове зусилля, що діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп.}}$ – допустиме зусилля на ізолятор, Н.

Розрахункове зусилля для опорних ізоляторів визначають за формулою

$$F_{\text{розн.}} = F_{\phi} l k_h , \quad (5.43)$$

де k_h – поправочний коефіцієнт на висоту шини; якщо шини встановлені пліском, то $k_h = 1$, якщо на ребро, то $k_h = \frac{H}{H_{\text{із}}} (H_{\text{із}} + b + \frac{h}{2})$. У цій формулі

$H_{\text{із}}$ – висота ізолятора, Н – висота від основи ізолятора до середини шини.

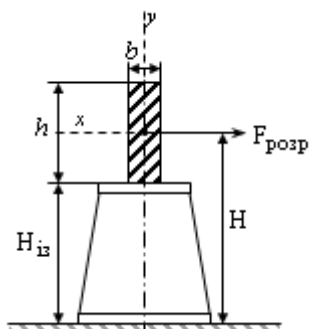


Рисунок 5.1 – Розташування шин «на ребро»

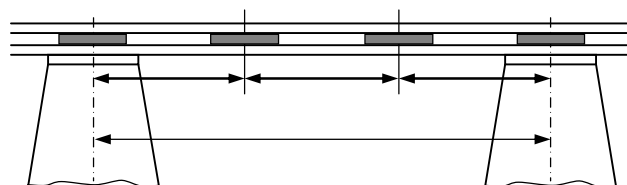


Рисунок 5.2 – Розташування прокладок на двосмугових шинах

Розрахункове зусилля для прохідних ізоляторів

$$F_{\text{розр.}} = 0,5F_{\text{ф}} \quad (5.44)$$

Крім того, прохідні ізолятори необхідно вибрати за допустимим струмом, виходячи з умови

$$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{ном.}} \quad (5.45)$$

Допустиме зусилля $F_{\text{доп.}}$ приймають рівним $0,6F_{\text{руйн.}}$, значення зусилля руйнування ізолятора $F_{\text{руйн.}}$ наводиться в каталогах на ізолятори.

6 ВИБІР РЕАКТОРІВ ДЛЯ ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КЗ

Реактори служать для обмеження струмів КЗ у потужних електроустановках, що дозволяє застосовувати більш дешеві й легкі вимикачі, зменшувати переріз провідників.

Основна область застосування реакторів – електричні мережі напругою 6 і 10 кВ. Рідше такі реактори використовують в установках напругою 35 кВ і при напрузі до 1000 В.

Основними параметрами реакторів є: номінальна напруга, номінальний струм, індуктивний опір, а також струм динамічної стійкості (амплітудне значення), припустимий час термічної стійкості.

Реактори вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом:

$$U_{\text{м}} \leq U_{\text{доп.}} \quad (6.1)$$

$$I_{\text{розр.}} \leq I_{\text{ном.}} \quad (6.2)$$

Індуктивний опір реактора вибирають виходячи з умов обмеження струму КЗ до рівня, зумовленого комутаційною здатністю вимикачів, що встановлені в даній мережі. Схема заміщення для визначення опору реактора

наведена на рисунку 6.1. З розрахунку струмів КЗ відоме значення періодичної складової $I_{п0}$, що за допомогою реактора необхідно зменшити. Результируючий опір кола КЗ до місця приєднання реактора можна визначити за виразом:

$$X_{рез.} = \frac{U_{ср.}}{\sqrt{3}I_{п.0}} \quad (6.3)$$

Початкове значення періодичної складової струму за реактором повинне дорівнювати струму вимикання вимикача $I_{п0} = I_{вим.}$. Тому опір кола КЗ до точки К2 за реактором повинен бути

$$X_{рез.К2} = \frac{U_{ср.}}{\sqrt{3}I_{п0К2}} \quad (6.4)$$

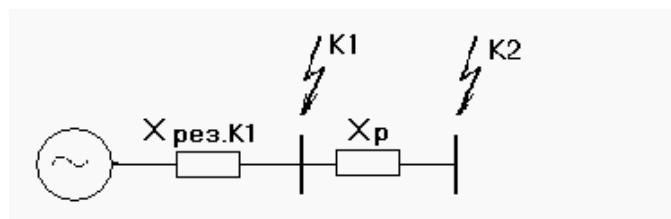


Рисунок 6.1 – Схема заміщення для визначення опору реактора

Різниця отриманих опорів дорівнюватиме необхідному опору реактора:

$$X_p = X_{рез.К2} - X_{рез.К1} \quad (6.5)$$

За цим значенням вибирають за каталогом тип реактора з найближчим більшим значенням X_p і розраховують дійсне значення періодичної складової струму КЗ за реактором. Обраний реактор необхідно перевірити на електродинамічну стійкість;

$$i_y \leq i_{дин.} \quad (6.6)$$

де i_y – ударний струм КЗ за реактором.

Перевірку реактора на термічну стійкість виконують за умовою

$$B_k \leq I^2 t_T, \quad (6.7)$$

де B_k – розрахунковий імпульс квадратичного струму при КЗ за реактором (Інтеграл Джоуля). Коротке замикання за реактором можна вважати віддаленим, тому

$$B_k = I_{п0к2}^2 (t_{вим.} + T_a) \quad (6.8)$$

При цьому в значення $t_{вим.}$ входить час дії релейного захисту відвідних ліній (складає 1-2 с). Необхідно також визначити втрату напруги в реакторі і залишкову напругу на шинах установки (у $U_{зал}$ %).

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{п0к2} \sin \varphi \times 100 \quad (6.9)$$

$$U_{зал.} = \frac{\sqrt{3} I_{п0к2} X_p 100}{U_{ном.}} \quad (6.10)$$

і порівняти отримані значення з припустимими ($\Delta U \leq 4 \div 6\%$, $U_{зал} \geq 65 \div 70 \% U_{ном.}$).

Згідно з [1] реактори для обмеження струмів КЗ встановлюють в колах введів трансформаторів, відвідні лінії, виконують, як правило, без реакторів.

7 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ І СХЕМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Приймачами власних потреб (ВП) є оперативні кола, електродвигуни системи охолодження трансформаторів, електродвигуни компресорів, освітлення, електроопалення приміщень, електропідігрівання комутаційної апаратури високої напруги і шаф, установлених на відкритому повітрі, зв'язок, сигналізація тощо.

Приймачі ВП підстанцій за ступенем відповідальності поділяються на три групи. Перша – це приймачі, відключення яких приводить до порушення нормального режиму експлуатації, до часткового або повного відключення або

до аварій з пошкодженням основного устаткування. Для живлення вказаних електроприймачів необхідні два джерела з автоматичним включенням резерву.

Друга група – це приймачі, відключення яких припустиме на 20-40 хв для підстанцій з черговим персоналом або до приїзду обслуговуючого персоналу, якщо чергового на підстанції немає. Відновлення живлення цієї групи здійснюється вручну.

До третьої групи відносяться приймачі, відключення яких припустиме на більш тривалий час.

За режимом включення в роботу електроприймачі ВП розділяються на постійно включені в мережу (в тому числі кола керування і релейного захисту); такі, що включаються періодично залежно від температури навколишнього середовища, від зміни режиму, при перервах і т.д.; такі, що включаються під час ремонтів.

Потужність споживачів ВП підстанцій невелика, тому вони живляться від мережі 380/220 В, що одержує живлення від понижувальних трансформаторів. Живлення сторонніх споживачів від мережі ВП ПС 35 кВ і вище не допускається.

Джерелами живлення ВП ПС 35 кВ і вище є трансформатори власних потреб (ТВП), акумуляторні батареї, автоматизовані дизель-електричні станції, системи гарантованого живлення. На таких підстанціях встановлюють не менше двох ТВП.

Слід звернути увагу на те, що на ПС із постійним оперативним струмом ТВП повинні приєднуватися до шин РУ 10-35 кВ, а при відсутності РУ 10-35 кВ – до обмотки низької напруги (НН) силових трансформаторів.

На ПС із змінним або випрямленим струмом ТВП повинні приєднуватися на ділянці між виводами НН основного трансформатора і його вимикачем.

Трансформатори ВП 10-35 кВ застосовують, як правило, з регулюванням напруги без збудження (типу ТМ або ін.).

Мережу ВП виконують із заземленою нейтраллю.

Розрахункове навантаження для визначення потужності ТВП визначають з урахуванням коефіцієнта попиту.

Потужність окремих споживачів ВП беруть з каталогів. У навчальному проекті враховують тільки основні споживачі ВП і ремонтне навантаження.

Орієнтовні значення навантажень споживачів ВП можна прийняти за таблицями П 6.1. і П 6.2 [6] або таблиця 7.1.

Таблиця 7.1 – Навантаження споживачів власних потреб

Вид споживача	Потужність одиниці, кВт	Коефіцієнт попиту, K_c	Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$
Підігрів вимикачів зовнішньої установки і їхніх приводів	3,8	1	1
Підігрів шаф КРУЗ і КРУ 10 кВ	1,0	1	1
Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6	1	1
Підігрів релейної шафи	1,0	1	1
Регулювання напруги	1,0	0,8	0,9
Опалення, освітлення, вентиляція ЗПУ	60÷110	0,6÷0,7	0,9
Те ж ЗРУ 10 кВ	5÷7	0,6÷0,7	0,9
Те ж ЗРУ, сполученого з ЗПУ	20÷30	0,6÷0,7	0,9
Освітлення ВРУ при кількості комірок			
≤ 3	2,0	0,5	1
> 3	5÷10	0,5	1
Живлення телемеханіки і зв'язку	2,0	0,5	1
Підзарядно-зарядний агрегат ВАЗП	2×23	0,12	0,85
Пристрій охолодження трансформаторів типу:			
ТДН-10 000/110	1,0	0,8÷0,85	0,85
ТДН-16 000/110	1,5		
ТРДН-25 000/110	2,5		
ТРДН-40 000/110	3,0		
ТРДН-63 000/110	4,0		

Розрахункову максимальну потужність ВП визначають підсумовуванням установленної потужності окремих приймачів, помноженій на коефіцієнт попиту. Розрахунок потужності навантаження виконують окремо для літнього і зимового періодів. За розрахункову потужність $S_{\text{розн.}}$ приймають більше значення. Визначення $S_{\text{розн.}}$ зручно виконувати у вигляді таблиці.

Номінальну потужність ТВП знаходять за умовою

$S_{\text{ном.}} \geq S_{\text{розн.}}$ – для підстанцій без чергового персоналу;

$S_{\text{ном.}} \geq \frac{S_{\text{розн.}}}{1.3}$ – для підстанцій з черговим персоналом.

На проєктованій ПС можна не передбачати наявності чергового персоналу.

Обрані за цією умовою трансформатори перевіряють на можливість використання при підключенні ремонтного навантаження $S_{\text{рем.}}$, що приймають рівним 20-40 кВт за $\cos\varphi = 0,9$. Сумарне навантаження визначають за формулою

$$S_{\Sigma} = S_{\text{вп}} + S_{\text{рем.}} \quad (7.1)$$

У цьому випадку допускається перевантаження ТВП на 15-20%, тобто

$$S_{\text{розр}} \geq S_{\Sigma} / 1,2 \quad (7.2)$$

Остаточно слід прийняти більше значення $S_{\text{ном}}$ ТВП.

Після вибору номінальної потужності ТВП необхідно привести схему власних потреб. Типова схема власних потреб зображена на рисунку 7.1.

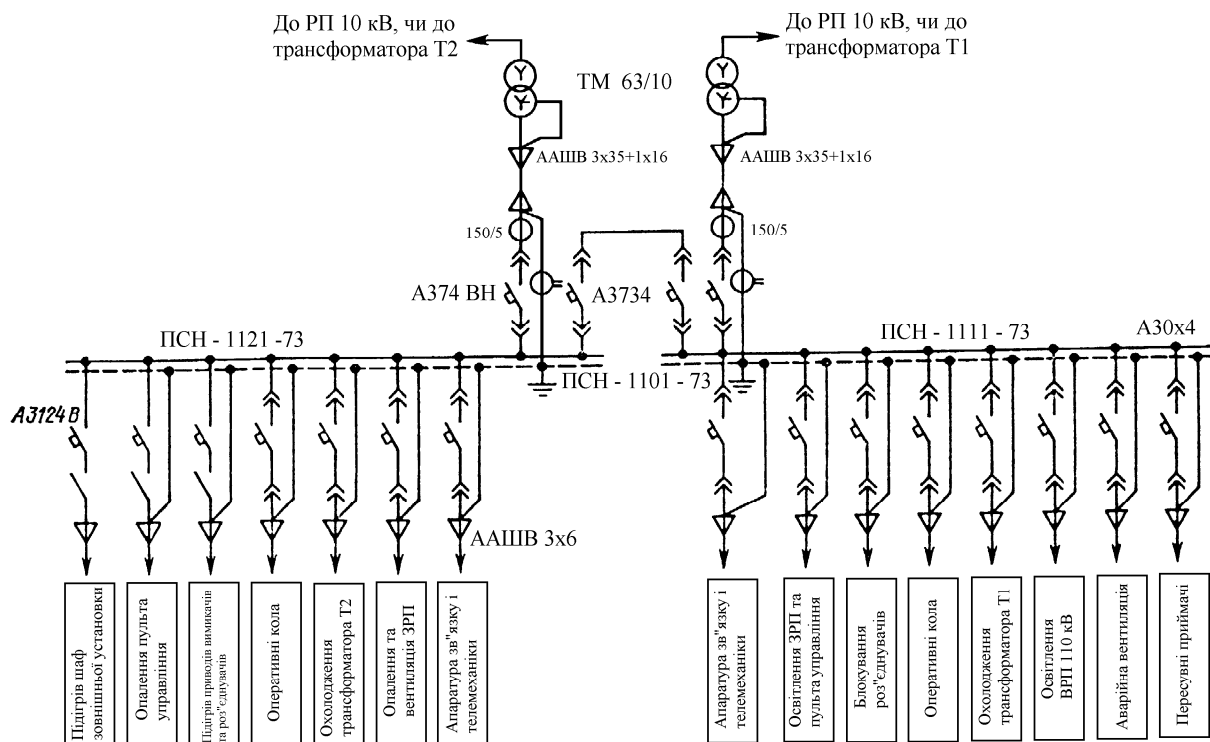


Рисунок 7.1 – Типова схема власних потреб підстанції

8 ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІЇ ВІД ПЕРЕНАПРУГ

Аварійне відключення підстанції високої напруги призводить до великого господарського збитку. У зв'язку з цим до захисту підстанцій від блискавки ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до захисту ліній. Незважаючи на те, що підстанції мають відносно невеликі розміри й удари блискавки в них нечасті, потрібний гарантований захист усієї території підстанції від прямих ударів блискавки. Захист підстанцій здійснюють стрижневими і тросовими блискавковідводами. На проектуваній підстанції слід передбачити установку стрижневих блискавковідводів, розміщених на конструкціях ВРУ.

Поряд із захистом від прямих ударів блискавки на підстанції треба мати спеціальний захист від хвиль перенапруг, що набігають зі сторони ліній. Він може бути здійснений за допомогою нелінійних обмежників перенапруг (ОПН), або вентильних розрядників.

Розрахунок зон захисту блискавковідводів і методика вибору кількості й місць установки ОПН (або розрядників) детально будуть розглядатися при вивченні курсу «Техніка та електрофізика високих напруг». У даному проекті ОПН або розрядники і місця їхньої установки приймають без вибору відповідно до типових схем підстанцій. Рекомендується застосовувати ОПН.

У нейтралі обмоток трансформаторів 110 кВ і вище, що в процесі експлуатації можуть бути ізолювані від землі, повинні встановлюватися комутаційні апарати – заземлювачі (з ручним або автоматичним керуванням). Нейтралі при цьому захищають розрядниками або ОПН.

9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

На ПС повинен передбачатися релейний захист (РЗ) наступних елементів:

- трансформаторів;
- синхронних компенсаторів;
- конденсаторних установок;
- шунтувальних реакторів, що комутуються до збірних шин;

- збірних шин;
- шиноз'єднувальних, секційних і обхідних вимикачів.

Основними видами пошкоджень трансформаторів є багатофазні й однофазні короткі замикання в обмотках і на виводах, а також «пожежа сталі» магнітопроводу. Захист від коротких замикань виконують з дією на відключення пошкодженого трансформатора. Для обмеження розмірів пошкоджень цей захист виконують швидкодіючим. Універсальним захистом від внутрішніх пошкоджень є газовий захист, що повинен установлюватися на трансформаторах потужністю 6300 кВА і вище. Для внутрішньоцехових підстанцій газовий захист слід встановлювати на понижуючих трансформаторах практично будь-якої потужності, що допускають це за конструкцією, незалежно від наявності іншого швидкодіючого захисту. Але газовий захист не реагує на пошкодження, розташовані поза баком, тому його доповнюють диференціальним струмовим захистом і струмовими захистами від багатофазних коротких замикань, надструмів зовнішніх коротких замикань і перевантажень.

Захист ошиновки 35 кВ і нижче, як правило, здійснюють за допомогою пристроїв РЗ на живильних приєднаннях до цих шин (ліній, трансформаторів), що допускають ліквідацію пошкоджень з витримкою часу і задовольняють вимоги необхідної чутливості й швидкодії.

Захист ошиновки 110 кВ і вище виконують за допомогою спеціальних пристроїв – диференціального струмового захисту (ДЗШ), що охоплює всі приєднання, або сумарних струмових захистів (СЗШ), що включаються на суму струмів основних живильних елементів (шиноз'єднувальних, секційних і трансформаторних вимикачів).

10 КЕРУВАННЯ, АВТОМАТИКА, СИГНАЛІЗАЦІЯ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Керування основними елементами ПС може бути:

- дистанційне, здійснюване як з єдиного пункту керування ПС, розташованого в загальностанційному пункті управління (ЗПУ), або в ЗРУ 10-35 кВ, так і з диспетчерського пункту (ДП) каналами телемеханіки;
- місцеве, здійснюване з пунктів керування, розташованих на ПС поблизу об'єктів керування.

Керування вимикачами 10-750 кВ рекомендується виконувати:

- з щита керування, розташованого в ЗПУ;
- каналами телемеханіки.

Місьцеве керування вимикачами комплектних відкритих розподільчих установок (КРУ) або закритих (ЗРУ) повинне здійснюватися з використанням переносного або стаціонарного пульта керування, розташованого в зоні безпечного обслуговування.

Керування пристроями РПН силових трансформаторів, як правило, повинне виконуватися:

- з щита керування ПС;
- з ДП каналами телемеханіки.

Не допускається передбачати керування пристроєм РПН безпосередньо із шафи РПН, розташованої на трансформаторі.

Керування роз'єднувачами 10-750 кВ здійснюється:

- безпосередньо з РУ – при ручних приводах;
- із шаф, розташованих у РУ в зоні безпечного обслуговування – при пневматичних або приводах з електричними двигунами.

Керування допоміжним обладнанням ПС (компресори, насоси, дизель-генератори, електрокотли, електричне опалення, вентиляція, системи кондиціонування повітря тощо), як правило, виконують автоматично. При цьому повинна передбачатися можливість ручного керування.

РУ повинні бути обладнані оперативним блокуванням.

На ПС необхідно передбачати такі види пристроїв, призначених для автоматичного ведення технологічних процесів ПС:

- релейний захист елементів ПС і ліній, пристрій резервування відмови вимикачів;
- пристрій місцевої і системної протиаварійної автоматики;
- пристрій захисту від дугових замикань у КРУ;
- пристрій регулювання напруги силових трансформаторів під навантаженням;
- автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) ліній усіх типів і напруг, обхідних, шиноз'єднувальних і секційних вимикачів. Для споживчих кабельних ліній 10 кВ, що відходять від ПС 35 кВ і вище АПВ не передбачається;
- АПВ шин 10-35 кВ при цьому повинно виконуватися з заборonoю на АПВ шин 10 кВ при дії дугового захисту;
- автоматичне ввімкнення резерву (АВР) силового трансформатора, якщо на ПС передбачається режим роботи з одним нормально включеним трансформатором, а другим у резерві;
- АВР на секційних вимикачах СН і НН із блокуванням при пуску АПВ шин, а також на стороні ВН при роботі ПС у розімкненому кільці живильних ліній, при цьому також повинна виконуватися заборона АВР секційного вимикача шин 10 кВ при дії дугового захисту;
- автоматичне частотне розвантаження (АЧР) з АПВ після відновлення частоти (ЧАПВ);
- пристрій автоматичної синхронізації;
- автоматична реєстрація аварійних і передаварійних режимів.

У допоміжному обладнанні повинні передбачатися такі види автоматичних пристроїв:

- керування роботою компресорів;

- автоматичне настроювання пристроїв компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 10-35 кВ (при установці на ПС заземлюючих реакторів з плавним регулюванням індуктивності);
- АВР шин власних потреб з автоматичним відновленням схеми доаварійного режиму;
- АВР кіл змінного оперативного струму;
- керування режимом роботи системи охолодження силових трансформаторів;
- АВР кіл змінного струму живлення електродвигунів компресорів і системи охолодження силових трансформаторів;
- керування режимом роботи приточної і витяжної вентиляції;
- керування режимом роботи промислових кондиціонерів;
- керування режимом роботи системи електропідігрівання устаткування і апаратури, опалення будинків і споруд;
- керування режимом роботи системи господарського водопостачання;
- керування режимом роботи дренажних і каналізаційних насосів;
- керування системою автоматичного пожежогасіння і системою контролю параметрів мережі протипожежного водопостачання;
- заповнення водою і підтримка заданого рівня у протипожежних резервуарах;
- керування насосами пожежогасіння;
- АВР кіл живлення електродвигунів насосів пожежогасіння і запірно-пускових пристроїв;
- запуск дизель-генераторів для резервного живлення пристроїв зв'язку;
- включення системи безперебійного живлення;
- АВР системи живлення охоронної і пожежної сигналізації;
- включення аварійного й охоронного освітлення.

На підстанціях повинні передбачатися заходи захисту від електромагнітних перешкод цифровій обчислювальній техніці й апаратури, виконаній із застосуванням мікросхем.

Апаратуру на ПС із ЗПУ розміщують, як правило, у приміщенні щита керування, безпосередньо в комплектних розподільних установках, а також в окремо розміщених приміщеннях на ВРУ. Якщо підстанція виконана без ЗПУ, то апаратуру розміщують в шафах, розташованих безпосередньо в РУ відповідних приєднань.

На ПС повинні передбачатися такі види сигналізації:

- світлова сигналізація положення комутаційних апаратів, обладнаних пристроями автоматичного керування;

- сигналізація аварійного відключення комутаційних апаратів при спрацьовуванні пристроїв релейного захисту й автоматики – забезпечується дією загального звукового сигналу і спрацьовуванням індивідуального індикатора. Як індикатор використовується мерехтіння сигнального пристрою або вказівний пристрій з ручним поверненням у вихідне положення;

- сигналізація, що попереджає про виникнення відхилення від нормального режиму або несправності обладнання і пристроїв і дії пристроїв захисту й автоматики – забезпечується загальним звуковим сигналом і індивідуальним індикатором – безперервним світінням світлосигнального пристрою або вказівним пристроєм з ручним поверненням у вихідне положення;

- сигналізація спрацьовування пристроїв виявлення пожежі і системи протипожежної автоматики – забезпечується дією індивідуальних звукового і світлового сигналів, що повинні бути чіткими і відрізнятися від інших сигналів, що надходять на пристрій центральної сигналізації;

- охоронно-блокувальна сигналізація. Повідомлення про проникнення сторонніх осіб забезпечується дією індивідуального звукового сигналу необмеженої тривалості, переривчастим горінням світлового індикатора і передачею сигналу;

- охоронно-блокувальна периметральна сигналізація. Повідомлення про проникнення сторонніх осіб або несправність пристроїв сигналізації забезпечується індивідуальним звуковим сигналом необмеженої тривалості,

переривчастим горінням світлового індикатора приймального пристрою і зовнішнім світловим пристроєм (лампюю). Приймально-контрольний пристрій встановлюють у приміщенні чергового в ЗПУ на ПС 220 і 330 кВ або вартовому в приміщенні прохідного пункту для ПС 500 кВ і вище;

– виклична сигналізація на ПС без постійного персоналу, що передає сигнали виклику при аварійному відключенні або з появою несправності устаткування.

Пристрій центральної сигналізації повинен розташовуватися на щиті керування ЗПУ. При відсутності ЗПУ на ПС без чергового персоналу пристрій центральної сигналізації встановлюють в РУ 10 кВ, а сигнали (попереджувальний і аварійний) виводять черговому додому, а за його відсутності – на ДП. Після ручного або автоматичного знімання попереджувального сигналу центральний пристрій сигналізації повинен забезпечувати повторність дії сигналу. Пристрої сигналізації повинні забезпечувати можливість спільної роботи з інформаційно-реєструючими пристроями, АСУ ТП.

Включене положення апарата повинне сигналізуватися світловим сигналом червоного кольору, а відключене – зеленого. Сигнальні лампи встановлюють безпосередньо біля органу керування апаратом: з червоним фільтром – праворуч, із зеленим – ліворуч.

Облік активної електричної енергії на підстанціях повинен забезпечувати визначення кількості енергії:

- спожитої на власні потреби;
- переданої в інші енергосистеми або отриманої від них;
- відпущеної споживачам з електричної мережі.

При цьому облік активної електричної енергії повинен забезпечувати можливість визначення надходження електроенергії в електричні мережі різних класів напруги, складання балансів електроенергії для госпрозрахункових підрозділів енергосистеми, контролю за дотриманням споживачами заданих їм режимів споживання і балансу електроенергії.

Облік реактивної енергії повинен забезпечувати можливість визначення кількості реактивної електроенергії, отриманої споживачем від електропостачальної організації або переданої їй.

Лічильники для розрахунку рекомендується встановлювати на межі поділу мережі (за приналежністю) електропостачальної організації і споживача.

Розрахункові лічильники активної енергії на підстанціях повинні встановлюватися:

- для кожної відвідної лінії електропередачі, що належить споживачам;
- для міжсистемних ліній електропередачі – двома лічильниками зі стопорами, що враховують відпущену й отриману електроенергію;
- на трансформаторах ВП;
- для ліній господарських потреб або сторонніх споживачів, приєднаних до шин СН;
- для кожного обхідного або шиноз'єднувального вимикача, що використовується як обхідний для приєднань, що мають розрахунковий облік.

Для ліній до 10 кВ у всіх випадках мають бути змонтовані кола обліку, збірки затисків, а також передбачені місця установки лічильників.

Розрахункові лічильники допускається встановлювати не на живильному, а на прийомному кінці лінії у споживача у випадках, коли трансформатори струму на підстанціях, вибрані за струмом КЗ або характеристиками диференціального захисту шин, не забезпечують необхідної точності обліку.

Розрахункові лічильники активної електроенергії на підстанції, що належить споживачеві, повинні встановлюватися:

- на вводах лінії електропередачі в підстанцію споживача при відсутності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми або іншого споживача на живильній напрузі;
- на стороні вищої напруги трансформаторів підстанції споживача при наявності електричного зв'язку з іншою підстанцією енергосистеми або при наявності іншого споживача на стороні живильної напруги.

Лічильники реактивної енергії повинні встановлюватися на тих же елементах схеми, на яких установлені лічильники активної електроенергії, а також на приєднаннях джерел реактивної потужності споживачів, якщо за ними виконується розрахунок за електроенергію, видану в мережу енергосистеми.

11 КОМПОНУВАННЯ І КОНСТРУКТИВНА ЧАСТИНА ОСНОВНИХ СПОРУД ПІДСТАНЦІЇ

Конструктивне виконання ПС і РУ (відкриті, закриті, збірні, комплектні і т.п.) повинне визначатися умовами розташування майданчика будівництва ПС.

Закритими ПС 35 кВ і вище з трансформаторами потужністю 16 МВ А і вище споруджуються у разі розташування їх на сельбищній території міст; з трансформаторами меншої потужності при розташуванні на території курортних комплексів; коли це потрібно за містобудівними міркуваннями; при розташуванні ПС у зоні сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою, а також при необхідності зниження шумів до допустимих меж, якщо це не можна зробити іншими засобами.

РУ 10 кВ на ПС 35 кВ і вище, як правило, споруджуються закритими.

Трансформатори 35-750 кВ встановлюються відкритими. Закриту установку застосовують у випадках, коли трансформатори з найбільшим рівнем зовнішньої ізоляції не дають належного ефекту. При необхідності зниження рівня шуму і неможливості забезпечити його іншими засобами рекомендується закриття тільки шумовипромінюючої частини трансформатора.

При розробці компоновки РУ повинні дотримуватися мінімальні відстані від струмопровідних частин до різних елементів ВРУ і ЗРУ (дивись табл. 10.1-10.3 і рис. 10.1-10.14).

Елементи РУ з'єднують між собою за прийнятою схемою. Компоновка РУ полягає в оптимальному розміщенні апаратів відповідно до їх призначення і вимог діючих правил і з'єднанні їх електрично між собою.

Таблиця 11.1 – Найменші відстані від струмопровідних частин до різних елементів ВРУ

№ рисунка	Найменування відстаней	Позначення	Ізоляційні відстані, мм, для номінальної напруги, (до), кВ			
			10	35	110	150
5, 6, 8	Від струмопровідних частин або від елементів обладнання та ізоляції до заземлених конструкцій або постійних внутрішніх огорожень висотою не менше 2 м	$A_{\phi-z}$	200	400	900	1300
5, 6	Між проводами різних фаз	$A_{\phi-\phi}$	220	440	1000	1400
7, 9, 13	Від струмопровідних частин або від елементів обладнання та ізоляції до постійних внутрішніх огорожень висотою 1.6 м, до габаритів обладнання, що транспортується	Б	950	1150	1650	2050
10	Між струмопровідними частинами різних кіл у різних площинах при нижньому колі, що обслуговується, і не відключеному верхньому	В	950	1150	1650	2050
8, 14	Від необгороджених струмопровідних частинах до землі або до покрівлі при найбільшому провисанні проводів	Г	2900	3100	3600	4000

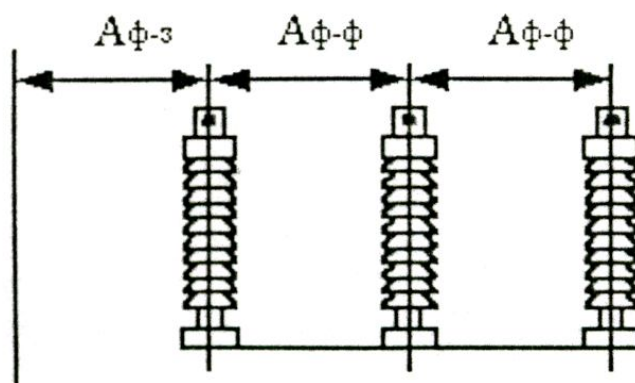


Рисунок 11.1 – Найменші відстані при твердих шинах між струмопровідними і заземленими частинами і між струмопровідними частинами різних фаз

Таблиця 11.2 – Найменші відстані від струмопровідних частин до різних елементів ВРУ

№ рисунка	Найменування відстаней	Позначення	Ізоляційні відстані, мм, для номінальної напруги, кВ			
			до 10 кВ	35	110	150
10, 11, 12, 14	Між струмопровідними частинами різних кіл у різних площинах, а також між струмопровідними частинами різних кіл по горизонталі при обслуговуванні одного кола і не відключенні іншого, від струмопровідних частин до верхнього краю зовнішнього забору, між струмопровідними частинами і будинками або спорудами	Д	2200	2400	2900	3300
13	Від контакту і ножа роз'єднувача у відключеному положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	240	485	1100	1550

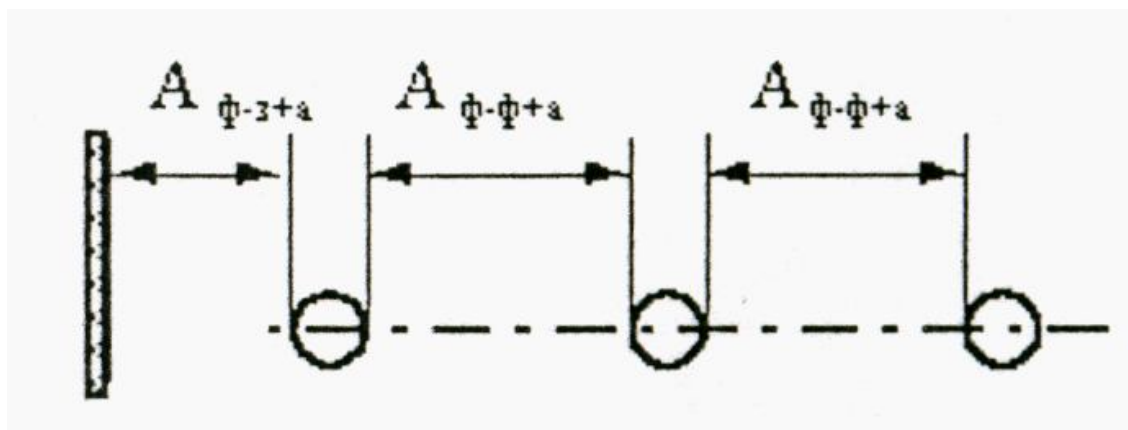


Рисунок 11.2 – Найменші відстані при гнучких шинах між струмоведучими і заземленими частинами і між струмоведучими частинами різних фаз, розташованими в одній горизонтальній площині

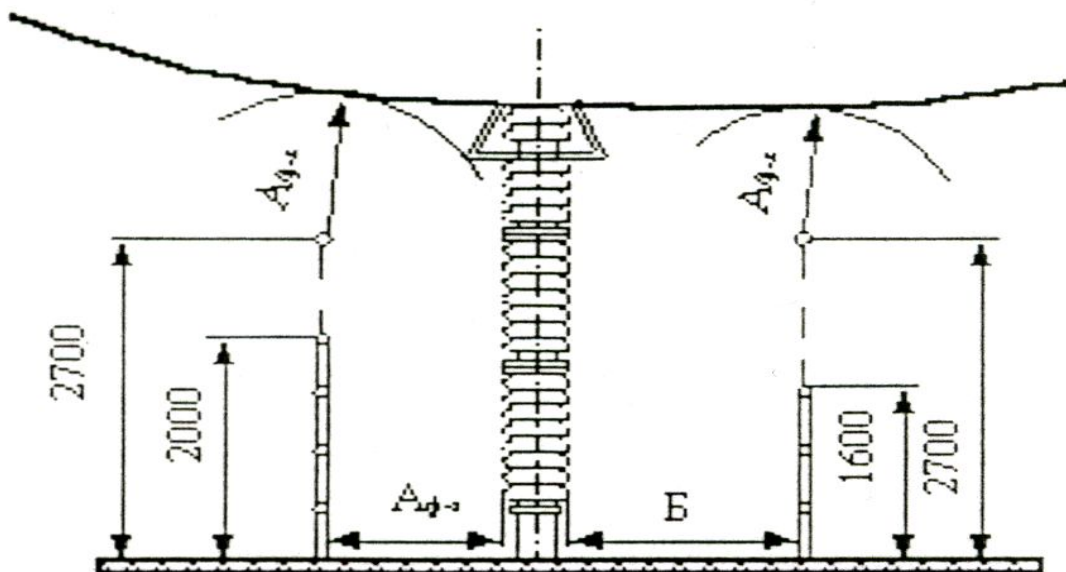


Рисунок 11.3 – Найменші відстані від струмопровідних частин і елементів ізоляції, що знаходяться під напругою, до постійних внутрішніх огорожень

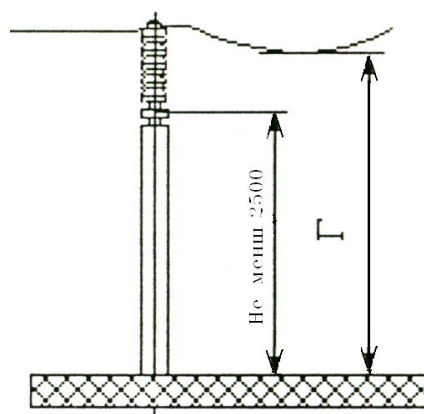


Рисунок 11.4 – Найменші відстані від необгороджених струмопровідних частин і нижньої кромки порцеляни ізоляторів до землі

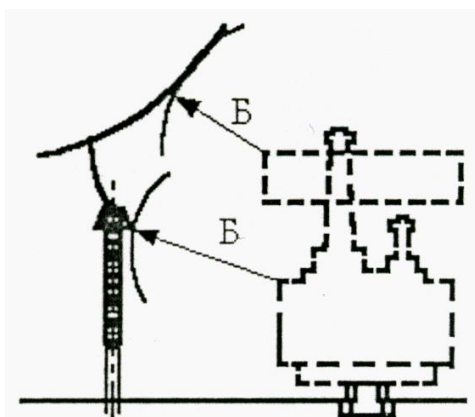


Рисунок 11.5 – Найменші відстані від струмопровідних частин до устаткування, що транспортується

Таблиця 11.3 – Найменші відстані від струмопровідних частин до різних елементів ЗРУ

№ рисунка	Найменування відстаней	Позначення	Ізоляційні відстані, мм, для номінальної напруги, кВ				
			6	10	35	110	150
15	Від струмопровідних частин до заземлених конструкцій і частин будинків	$A_{\phi-z}$	90	120	290	700	1100
15	Між провідниками різних фаз	$A_{\phi-\phi}$	100	130	320	800	1200
16	Від струмопровідних частин до суцільних огорожень	Б	120	150	320	730	1130
17	Від струмопровідних частин до сітчастих огорожень	У	190	220	390	800	1200
17	Між необгородженими струмопровідними частинами різних кіл	Г	2000	2000	2200	2900	3300
18	Від необгороджених струмопровідних частин до підлоги	Д	2500	2500	2700	3400	3700
18	Від необгороджених виводів зі ЗРП до землі при виході їх на територію ВРП і при відсутності проїзду під виводами	Е	4500	4500	4750	5500	6000
16	Від контакту і ножа роз'єднувача у відкритому положенні до ошиновки, приєднаної до другого контакту	Ж	110	150	350	900	1300

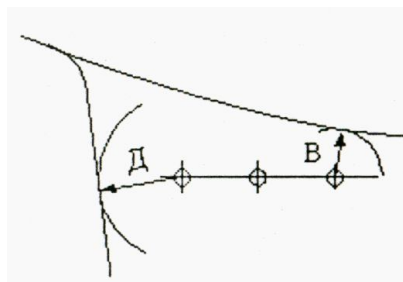


Рисунок 11.6 – Найменші відстані між струмопровідними частинами різних кіл, розташованих у різних площинах, з обслуговуванням нижнього кола при не відключеному верхньому

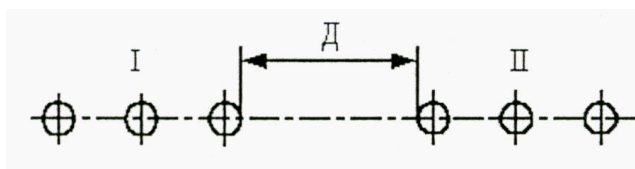


Рисунок 11.7 – Найменші відстані по горизонталі між струмопровідними частинами різних кіл з обслуговуванням одного кола при не відключеному іншому

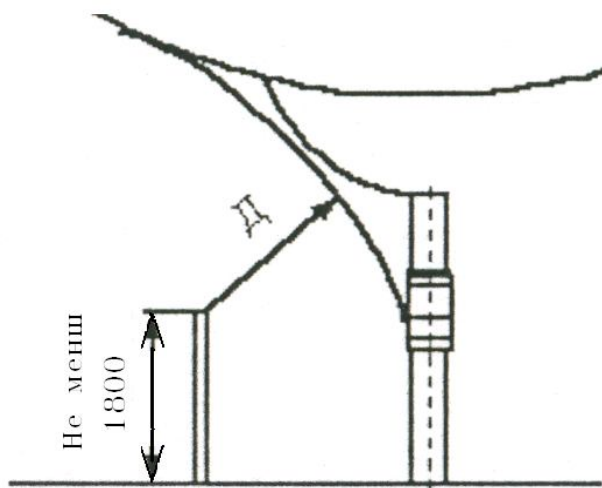


Рисунок 11.8 – Найменші відстані від струмопровідних частин до верхнього краю зовнішнього огороження

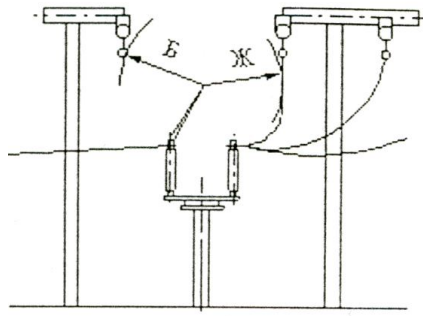


Рисунок 11.9 – Найменші відстані від контактів і ножів роз'єднувачів при відключеному положенні до заземлених і струмопровідних частин

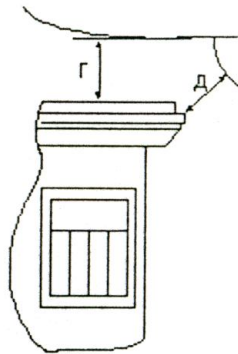


Рисунок 11.10 – Найменші відстані між струмопровідними частинами і будинками та спорудами

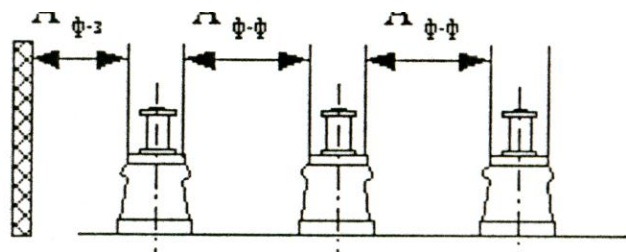


Рисунок 11.11 – Найменші відстані між неізолюваними струмопровідними частинами різних фаз ЗРУ і між ними та заземленими частинами

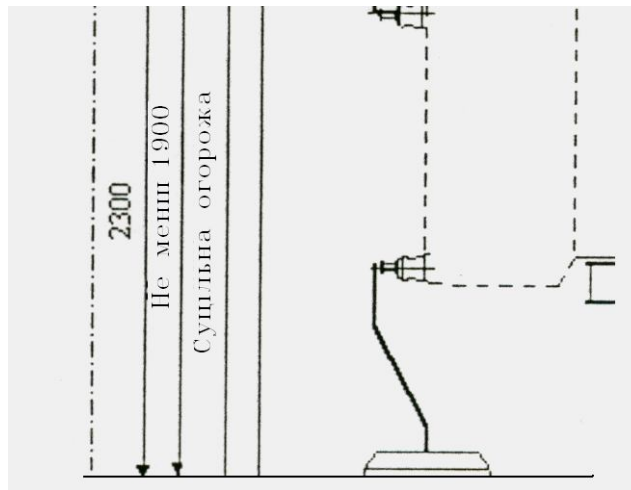


Рисунок 11.12 – Найменші відстані між неізолюваними струмопровідними частинами в ЗРУ і суцільними огороженнями

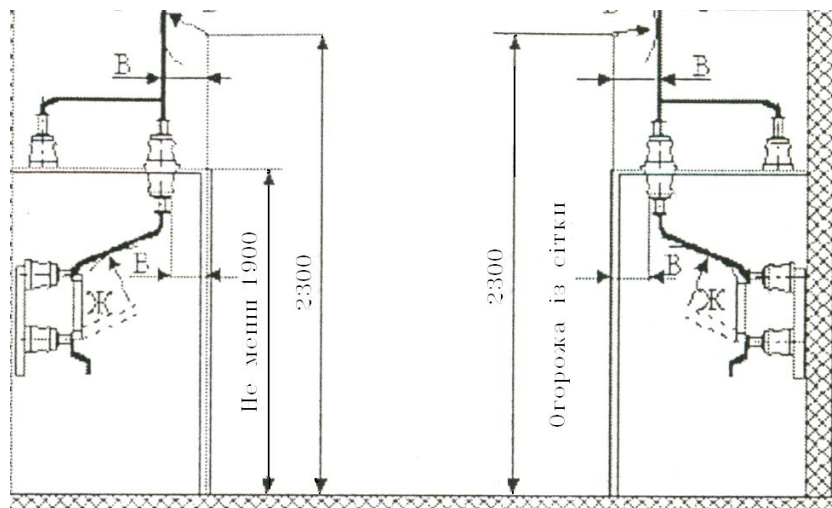


Рисунок 11.13 – Найменші відстані від неізолюваних струмопровідних частин у ЗРУ до сітчастих огорожень і між необгородженими неізолюваними струмопровідними частинами різних кіл

При розробці компонувань РУ важливо передбачати наявність ремонтних зон. У першу чергу такі зони повинні бути створені біля вимикачів і трансформаторів струму. Ремонтні зони створюються також для кожної системи шин і приєднаних до неї роз'єднувачів, а також для обладнання, приєданого безпосередньо до ПЛ (конденсатори зв'язку, трансформатори напруги, обмежники перенапруг).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6–750 кВ. ГКД 341. 004. 001–94. – Киев, 1994.
2. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР.– М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
3. ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. с 01.07.97 – М. : Изд-во стандартов, 1997. – 30 с.
4. Электрическая часть станций и подстанций : учебник для вузов / [А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович] ; под ред. А. А. Васильева. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
5. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : [учебник для студ. проф. образования] / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М. : Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
6. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
7. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : [учебное пособие для вузов] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций : [учебное пособие для вузов] / Ю. Б. Гук , В. В. Кантан , С. С. Петрова. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – М. : Минэнерго, 1995. – 40 с.
10. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : в 6 т. Т.4 / под редакцией И. Т. Горюнова, А. А. Любимова – М. : Папирус Про, 2005. – 624 с.
11. Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / [Г. К. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман и др.] ; под ред. С. С. Рокотяна и Л. С. Самойлова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 352 с.
12. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 640 с.
13. Электрическая часть электростанций. Учебник для вузов./ под ред. С. В. Усова. – Л. : Энергоатомиздат, 1987. – 309 с.
14. ДНАОП 0.00 – 1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ, 2004. – 150 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

Кафедра «Системи електропостачання та електроспоживання міст»

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА до курсового проекту на тему

«Понижувальна підстанція 110/10 кВ»

Керівник проекту _____(Гаряжа В. М.)

Консультант _____(Воропай В. Г.)

Розробив студент групи ЕСЕ _____ курсу _____(Коваль В.В.)

Харків – 2017

Додаток Б

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Кафедра «Системи електропостачання та електроспоживання міст»

Завдання до курсового проекту на тему «Понижувальна підстанція 110/10 кВ»

Студентці групи ЕСЕ 4 курсу Коваль В. В.

Запроектувати тупикову понижувальну підстанцію 110/10 кВ з
потужністю навантаження 17 МВт, коефіцієнтом потужності 0,88, графік
навантаження № 1.

Потужність короткого замикання на шинах джерела живлення 3000 МВА
Від підстанції відходить 10 кабельних та - повітряних ліній

Найменше навантаження складає 80 % від найбільшого

Підстанція живиться двома повітряними лініями:

ПЛ 1 – 2×АС 70, довжина – 20 км;

ПЛ 2 – 2×АС 70, довжина – 20 км;

Дані для розрахунку пристрою для заземлення:

Питомий опір верхнього шару ґрунту найбільший – 140 Ом м
найменший – 100 Ом м

Питомий опір нижнього шару ґрунту – 80 Ом м

Товщина верхнього шару – 1.9 м

Еквівалентна температура навколишнього середовища:

зима – -3⁰ С

літня – 17⁰ С

Керівник проекту _____()

Харків – 2017

Додаток В

Таблиця В1 – Граничні значення температури і струмів для режимів навантаження, яке перевищує номінальне

Тип навантаження	Трансформатори		
	розподільні	середньої потужності	великої потужності
Режим систематичних навантажень			
Струм, відносних одиниць	1,5	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки й металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °С	140	140	120
Температура масла у верхніх шарах, °С	105	105	105
Режим тривалих аварійних перевантажень			
Струм, відносних одиниць	1,8	1,5	1,3
Температура найбільш нагрітої точки й металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °С	150	140	130
Температура масла у верхніх шарах, °С	115	115	115
Режим короткочасних аварійних перевантажень			
Струм, відносних одиниць	2,0	1,8	1,5
Температура найбільш нагрітої точки й металевих частин, що стикаються з ізоляційним матеріалом, °С	По п. 1.5.2 [3]	160	160
Температура масла у верхніх шарах, °С	По п. 1.5.2 [3]	115	115

Додаток Г

Таблиця Г1 – Коефіцієнти добового скорочення строку служби залежно від температури охолоджувального середовища

Температура охолоджувального середовища, °C	40	30	20	10	0	-10	-20	-25
Коефіцієнт скорочення строку служби	10	3,2	1,0	0,32	0,1	0,032	0,01	0,0055

Перевищення температури найбільш нагрітої точки трансформатора ($\Delta\theta$) й відповідне добове скорочення терміну служби (v) (в «нормальних» добах)

Таблиця Г2 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN, $h=0,5$ год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,006	0,032								
	$\Delta\theta$	32	40	48								
0,8	v	0,001	0,006	0,033	0,093							
	$\Delta\theta$	36	44	52	57							
0,9	v	0,001	0,006	0,034	0,095	0,292						
	$\Delta\theta$	41	48	57	62	67						
1,0	v	0,002	0,006	0,036	0,099	0,301	1,00					
	$\Delta\theta$	45	53	61	66	72	78					
1,1	v	0,002	0,007	0,038	0,104	0,312	1,03	3,72				
	$\Delta\theta$	50	58	66	71	77	83	89				
1,2	v	0,002	0,008	0,042	0,112	0,330	1,08	3,84	14,9			
	$\Delta\theta$	55	63	72	77	82	88	95	101			
1,3	v	0,003	0,011	0,049	0,125	0,359	1,14	4,02	15,5	64,7		
	$\Delta\theta$	61	68	77	82	88	94	100	107	114		
1,4	v	0,005	0,014	0,061	0,148	0,407	1,25	4,30	16,2	67,2	302	
	$\Delta\theta$	67	74	83	88	93	99	106	113	120	127	
1,5	v	0,007	0,022	0,083	0,191	0,495	1,45	4,77	17,5	70,8	314	1510
	$\Delta\theta$	73	80	89	94	100	106	112	119	126	133	141
1,6	v	0,013	0,036	0,126	0,273	0,662	1,81	5,61	19,6	76,6	332	1570
	$\Delta\theta$	79	86	95	100	106	112	118	125	132	140	148
1,7	v	0,025	0,066	0,213	0,437	0,992	2,52	7,21	23,5	86,9	361	1670
	$\Delta\theta$	86	93	102	107	112	118	125	132	139	146	154
1,8	v	0,050	0,129	0,394	0,778	1,67	3,95	10,4	31,2	107	415	1830
	$\Delta\theta$	92	100	108	114	119	125	131	138	145	153	161
1,9	v	0,104	0,263	0,782	1,50	3,11	6,98	17,2	47,0	146	520	2130
	$\Delta\theta$	99	107	115	121	126	132	138	145	152	160	168
2,0	v	0,224	0,559	1,64	3,10	6,26	13,6	31,7	80,9	229	737	2730
	$\Delta\theta$	107	114	123	128	133	139	146	153	160	167	175

Таблиця Г3 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN,
h=1,0 год

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,006	0,032								
	Δθ	35	41	48								
0,8	v	0,002	0,006	0,034	0,093							
	Δθ	40	46	53	57							
0,9	v	0,002	0,007	0,037	0,098	0,292						
	Δθ	45	51	58	63	67						
1,0	v	0,002	0,008	0,040	0,106	0,310	1,00					
	Δθ	50	57	64	68	73	78					
1,1	v	0,003	0,010	0,047	0,118	0,337	1,07	3,72				
	Δθ	56	63	70	74	79	84	89				
1,2	v	0,005	0,014	0,058	0,140	0,382	1,17	3,98	14,9			
	Δθ	62	69	76	80	85	90	96	101			
1,3	v	0,008	0,022	0,080	0,180	0,461	1,34	4,39	16,0	64,7		
	Δθ	69	75	83	87	92	97	102	108	114		
1,4	v	0,015	0,038	0,123	0,258	0,612	1,66	5,11	17,9	69,8	302	
	Δθ	76	82	90	94	99	104	109	115	121	127	
1,5	v	0,031	0,073	0,214	0,419	0,918	2,28	6,46	21,1	78,3	327	1510
	Δθ	83	90	97	101	106	111	116	122	128	135	141
1,6	v	0,065	0,150	0,413	0,771	1,57	3,58	9,22	27,3	93,9	370	1640
	Δθ	91	97	104	109	113	119	124	130	136	142	149
1,7	v	0,146	0,329	0,871	1,57	3,05	6,46	15,2	40,5	125	450	1870
	Δθ	99	105	112	117	121	126	132	138	144	150	157
1,8	v	0,340	0,760	1,96	3,46	6,52	13,2	28,8	69,9	192	615	2310
	Δθ	107	113	120	125	129	135	140	146	152	158	165
1,9	v	0,826	1,83	4,66	8,12	15,0	29,4	61,5	139	347	983	3250
	Δθ	115	122	129	133	138	143	148	154	160	167	173
2,0	v	2,08	4,58	11,5	20,0	36,4	70,2	143	311	725	1860	5410
	Δθ	124	130	138	142	147	152	157	163	169	175	182

Таблиця Г4 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN,
h=2,0 год

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,002	0,006	0,032								
	Δθ	39	43	48								
0,8	v	0,002	0,008	0,036	0,093							
	Δθ	45	49	54	57							
0,9	v	0,003	0,010	0,042	0,104	0,292						
	Δθ	51	56	61	64	67						
1,0	v	0,005	0,014	0,053	0,123	0,330	1,00					
	Δθ	58	63	68	71	74	78					
1,1	v	0,010	0,023	0,074	0,159	0,398	1,14	3,72				
	Δθ	66	70	75	78	82	85	89				
1,2	v	0,020	0,043	0,118	0,234	0,531	1,40	4,28	14,9			
	Δθ	74	78	83	86	90	93	97	101			

Продовження таблиці Г4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,3	v	0,045	0,090	0,221	0,399	0,814	1,93	5,35	17,4	64,7		
	$\Delta\theta$	82	86	92	95	98	102	106	110	114		
1,4	v	0,108	0,208	0,470	0,792	1,47	3,10	7,60	22,1	76,0	302	
	$\Delta\theta$	91	95	100	103	107	110	114	118	123	127	
1,5	v	0,275	0,518	1,12	1,80	3,11	5,93	12,8	32,5	98,5	357	1510
	$\Delta\theta$	100	104	110	113	116	120	124	128	132	137	141
1,6	v	0,745	1,38	2,88	4,51	7,48	13,3	26,0	57,4	150	472	1800
	$\Delta\theta$	109	114	119	122	126	129	133	137	142	146	151
1,7	v	2,13	3,89	7,96	12,2	19,8	33,8	61,7	123	278	742	2430
	$\Delta\theta$	119	124	129	132	135	139	143	147	151	156	161
1,8	v	6,36	11,5	23,3	35,4	56,3	93,9	165	308	628	1450	3950
	$\Delta\theta$	129	134	139	142	146	149	153	157	162	166	171
1,9	v	19,9	35,9	71,8	108	170	280	480	866	1660	3440	8070
	$\Delta\theta$	140	145	150	153	156	160	164	168	172	177	182
2,0	v	65,3	117	232	348	544	884	1500	2640	4880	+	+
	$\Delta\theta$	151	156	161	164	167	171	175	179	183	+	+

Таблиця Г5 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN, h = 4,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,003	0,008	0,032								
	$\Delta\theta$	43	46	48								
0,8	v	0,005	0,012	0,040	0,093							
	$\Delta\theta$	51	53	56	57							
0,9	v	0,010	0,020	0,056	0,117	0,292						
	$\Delta\theta$	59	61	64	66	67						
1,0	v	0,023	0,039	0,091	0,170	0,377	1,00					
	$\Delta\theta$	68	70	73	74	76	78					
1,1	v	0,056	0,091	0,178	0,294	0,566	1,32	3,72				
	$\Delta\theta$	77	79	82	84	86	87	89				
1,2	v	0,154	0,236	0,417	0,621	1,04	2,06	5,00	14,9			
	$\Delta\theta$	87	89	92	94	95	97	99	101			
1,3	v	0,455	0,677	1,12	1,56	2,36	4,02	8,13	20,5	64,7		
	$\Delta\theta$	98	100	103	104	106	108	110	112	114		
1,4	v	1,45	2,11	3,36	4,50	6,38	9,76	18,8	34,7	90,6	302	
	$\Delta\theta$	109	111	114	115	117	119	121	123	125	127	
1,5	v	4,94	7,09	11,0	14,4	19,7	28,2	43,7	76,1	160	431	1510
	$\Delta\theta$	120	122	125	127	128	130	132	134	137	139	141
1,6	v	17,9	25,5	38,8	50,1	66,8	92,7	135	211	371	790	2200
	$\Delta\theta$	132	134	137	139	140	142	144	146	149	151	153

Продовження таблиці Г5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,7	v	69,0	97,3	146	187	246	334	470	694	1100	1950	4190
	$\Delta\theta$	144	147	149	151	153	155	157	159	161	163	166
1,8	v	282	394	587	745	971	1300	1790	2560	3830	6110	+
	$\Delta\theta$	157	160	162	164	166	167	169	172	174	176	179
1,9	v	1220	1690	2500	3150	4080	5410	7370	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	171	173	176	177	179	181	183	+	+	+	+
2,0	v	5540	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	184	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г6 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN, h=8,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,007	0,012	0,032								
	$\Delta\theta$	47	48	48								
0,8	v	0,016	0,023	0,049	0,093							
	$\Delta\theta$	56	56	57	57							
0,9	v	0,40	0,054	0,092	0,148	0,292						
	$\Delta\theta$	65	66	66	67	67						
1,0	v	0,114	0,144	0,212	0,295	0,485	1,00					
	$\Delta\theta$	75	76	77	77	78	78					
1,1	v	0,356	0,436	0,584	0,735	1,03	1,73	3,72				
	$\Delta\theta$	86	87	87	88	89	89	89				
1,2	v	1,22	1,46	1,85	2,20	2,78	3,92	6,68	14,9			
	$\Delta\theta$	98	98	99	99	100	100	101	101			
1,3	v	4,53	5,33	6,57	7,55	9,01	11,4	16,2	27,9	64,7		
	$\Delta\theta$	110	110	111	111	112	112	113	114	114		
1,4	v	18,1	21,1	25,5	28,8	33,3	39,9	50,7	71,9	126	302	
	$\Delta\theta$	122	123	124	124	125	125	126	126	127	127	
1,5	v	78,1	90,0	107	120	136	158	190	242	345	609	1510
	$\Delta\theta$	136	136	137	137	138	138	139	140	140	141	141
1,6	v	360	412	486	538	604	690	807	974	1240	1770	3160
	$\Delta\theta$	150	150	151	151	152	152	153	153	154	155	155
1,7	v	1770	2020	2360	2600	2890	3270	3760	4410	5350	6840	9770
	$\Delta\theta$	164	165	165	166	166	167	167	168	168	169	170
1,8	v	9320	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	179	180	180	181	181	182	182	183	183	184	+
1,9	v	0,007	0,012	0,032								
	$\Delta\theta$	47	48	48								
2,0	v	0,016	0,023	0,049	0,093							
	$\Delta\theta$	56	56	57	57							

Таблиця Г7 – Розподільні трансформатори з охолодженням ONAN, h=24,0 год.

K2	Параметр	K1
		0,25 – 1,50
0,7	v	0,032
	$\Delta\theta$	48
0,8	v	0,093
	$\Delta\theta$	57
0,9	v	0,292
	$\Delta\theta$	67
1,0	v	1,00
	$\Delta\theta$	78
1,1	v	3,72
	$\Delta\theta$	89
1,2	v	14,9
	$\Delta\theta$	101
1,3	v	64,7
	$\Delta\theta$	114
1,4	v	302
	$\Delta\theta$	127
1,5	v	1510
	$\Delta\theta$	141
1,6	v	8080
	$\Delta\theta$	156
1,7	v	+
	$\Delta\theta$	171

Таблиця Г8 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h = 0,5 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,001	0,004	0,024								
	$\Delta\theta$	30	37	46								
0,8	v	0,001	0,004	0,025	0,074							
	$\Delta\theta$	35	42	50	55							
0,9	v	0,001	0,004	0,026	0,077	0,258						
	$\Delta\theta$	40	47	55	61	66						
1,0	v	0,001	0,005	0,027	0,080	0,267	1,00					
	$\Delta\theta$	45	52	61	66	72	78					
1,1	v	0,001	0,005	0,029	0,085	0,279	1,04	4,30				
	$\Delta\theta$	51	58	67	72	78	84	91				
1,2	v	0,002	0,007	0,034	0,094	0,300	1,09	4,47	20,5			
	$\Delta\theta$	57	64	73	78	84	90	97	104			
1,3	v	0,003	0,009	0,042	0,111	0,338	1,18	4,73	21,4	108		
	$\Delta\theta$	64	71	79	84	90	96	103	111	119		
1,4	v	0,005	0,015	0,059	0,144	0,409	1,35	5,18	22,8	113	631	
	$\Delta\theta$	71	78	86	91	97	103	110	118	125	134	

Продовження таблиці Г8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	v	0,010	0,027	0,095	0,213	0,554	1,69	6,03	25,2	121	661	4040
	$\Delta\theta$	78	85	93	98	104	110	117	125	133	141	150
1,6	v	0,022	0,054	0,174	0,365	0,868	2,39	7,76	29,9	135	710	4250
	$\Delta\theta$	85	92	101	106	112	118	125	132	140	148	157
1,7	v	0,048	0,118	0,356	0,712	1,58	3,98	11,6	39,8	164	802	4590
	$\Delta\theta$	93	100	109	114	119	126	133	140	148	156	165
1,8	v	0,113	0,271	0,794	1,54	3,28	7,69	20,4	62,3	226	994	5250
	$\Delta\theta$	101	108	117	122	128	134	141	148	156	164	173
1,9	v	0,275	0,652	1,88	3,60	7,45	16,8	41,7	116	373	1430	6650
	$\Delta\theta$	110	117	125	130	136	142	149	157	164	173	182
2,0	v	0,695	1,64	4,69	8,88	18,1	40,0	95,8	251	736	2480	+
	$\Delta\theta$	118	125	134	139	145	151	158	165	173	182	+

Таблиця Г9 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h = 1,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,004	0,024			-					
	$\Delta\theta$	33	39	46								
0,8	v	0,001	0,004	0,025	0,074							
	$\Delta\theta$	39	44	51	55							
0,9	v	0,001	0,005	0,027	0,079	0,258						
	$\Delta\theta$	45	50	57	62	66						
1,0	v	0,002	0,006	0,031	0,087	0,276	1,00					
	$\Delta\theta$	51	57	64	68	73	78					
1,1	v	0,003	0,009	0,038	0,100	0,306	1,08	4,30				
	$\Delta\theta$	58	64	71	75	80	85	91				
1,2	v	0,005	0,014	0,053	0,128	0,363	1,21	4,66	20,5			
	$\Delta\theta$	66	71	78	83	87	93	98	104			
1,3	v	0,011	0,026	0,084	0,185	0,477	1,46	5,29	22,4	108		
	$\Delta\theta$	74	79	86	91	95	100	106	112	119		
1,4	v	0,24	0,055	0,158	0,317	0,733	2,00	6,56	25,7	119	631	
	$\Delta\theta$	82	88	95	99	104	109	114	120	127	134	
1,5	v	0,059	0,128	0,342	0,641	1,35	3,25	9,36	32,7	138	695	4040
	$\Delta\theta$	91	97	104	108	112	118	123	129	136	143	150
1,6	v	0,153	0,324	0,827	1,48	2,92	6,40	16,2	48,7	180	821	4480
	$\Delta\theta$	100	106	113	117	122	127	132	138	145	152	159
1,7	v	0,418	0,875	2,17	3,81	7,20	14,8	34,0	89,4	281	1100	5360
	$\Delta\theta$	110	115	122	127	131	136	142	148	155	161	169
1,8	v	1,21	2,50	6,11	10,6	19,5	38,9	84,0	201	549	1800	7400
	$\Delta\theta$	120	125	132	137	141	146	152	158	165	171	179
1,9	v	3,65	7,52	18,2	31,2	57,0	111	233	527	1310	3730	+
	$\Delta\theta$	130	136	143	147	152	157	162	168	175	182	+
2,0	v	11,6	23,8	57,1	97,3	176	341	701	1540	+	+	+
	$\Delta\theta$	141	147	154	158	162	168	173	179	+	+	+

Таблиця Г10 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h=2,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,004	0,024								
	Δθ	37	41	46								
0,8	v	0,002	0,005	0,027	0,074							
	Δθ	44	48	53	55							
0,9	v	0,003	0,008	0,032	0,084	0,258						
	Δθ	52	56	60	63	66						
1,0	v	0,005	0,013	0,044	0,104	0,297	1,00					
	Δθ	60	64	69	71	75	78					
1,1	v	0,012	0,025	0,070	0,148	0,377	1,17	4,30				
	Δθ	69	73	77	80	83	87	91				
1,2	v	0,030	0,057	0,136	0,254	0,563	1,53	5,09	20,5			
	Δθ	78	82	87	90	93	96	100	104			
1,3	v	0,083	0,148	0,321	0,542	1,04	2,40	6,86	24,6	108		
	Δθ	88	92	97	100	103	106	110	114	119		
1,4	v	0,248	0,432	0,879	1,39	2,42	4,79	11,4	34,2	132	631	
	Δθ	99	103	108	110	114	117	121	125	129	134	
1,5	v	0,803	1,37	2,70	4,12	6,74	12,1	24,6	60,2	189	778	4040
	Δθ	110	114	119	122	125	128	132	136	140	145	150
1,6	v	2,80	4,73	9,07	13,6	21,5	36,4	67,1	140	352	1150	5060
	Δθ	122	126	131	133	137	140	144	148	152	157	162
1,7	v	10,4	17,5	33,0	48,8	75,9	125	218	414	885	2280	7760
	Δθ	134	138	143	146	149	152	156	160	164	169	174
1,8	v	41,6	69,2	129	190	291	470	800	1450	2820	6190	+
	Δθ	147	151	156	158	162	165	169	173	177	182	+
1,9	v	177	293	542	790	1200	1920	3210	+	+	+	+
	Δθ	160	164	169	172	175	178	182	+	+	+	+
2,0	v	803	1320	2430	+	+	+	+	+	+	+	+
	Δθ	174	178	183	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г11 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h = 4,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,002	0,006	0,024								
	Δθ	42	44	46								
0,8	v	0,004	0,009	0,030	0,074							
	Δθ	50	52	54	55							
0,9	v	0,010	0,018	0,045	0,097	0,258						
	Δθ	60	61	64	65	66						
1,0	v	0,027	0,042	0,085	0,154	0,347	1,00					
	Δθ	70	72	74	75	76	78					

Продовження таблиці Г11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,1	v	0,082	0,118	0,205	0,316	0,585	1,39	4,30				
	$\Delta\theta$	81	83	85	86	87	89	91				
1,2	v	0,277	0,386	0,608	0,844	1,32	2,48	6,15	20,5			
	$\Delta\theta$	93	94	96	98	99	101	102	104			
1,3	v	1,04	1,41	2,11	2,76	3,88	6,12	11,7	30,2	108		
	$\Delta\theta$	105	107	109	110	112	113	115	117	119		
1,4	v	4,26	5,70	8,27	10,5	14,0	19,9	31,7	61,6	164	631	
	$\Delta\theta$	118	120	122	123	125	126	128	130	132	134	
1,5	v	19,1	25,3	36,0	44,9	58,2	78,7	113	182	358	987	4040
	$\Delta\theta$	132	134	136	137	139	140	142	144	146	148	150
1,6	v	93,7	123	172	213	271	356	490	715	1160	2300	6530
	$\Delta\theta$	147	148	151	152	153	155	156	158	160	162	164
1,7	v	499	649	901	1100	1390	1800	2410	3360	4980	8140	+
	$\Delta\theta$	162	164	166	167	168	170	172	174	175	178	180
1,8	v	2880	3730	5130	6240	7790	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	178	180	182	183	184	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г12 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h = 8,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,005	0,009	0,024								
	$\Delta\theta$	45	45	46								
0,8	v	0,014	0,019	0,038	0,074							
	$\Delta\theta$	54	55	55	55							
0,9	v	0,040	0,051	0,080	0,126	0,258						
	$\Delta\theta$	65	65	66	66	66						
1,0	v	0,135	0,160	0,216	0,287	0,463	1,00					
	$\Delta\theta$	76	77	77	77	78	78					
1,1	v	0,506	0,584	0,726	0,871	1,16	1,90	4,30				
	$\Delta\theta$	89	89	89	90	90	90	91				
1,2	v	2,12	2,40	2,86	3,26	3,91	5,22	8,64	20,5			
	$\Delta\theta$	102	102	103	103	103	103	104	104			
1,3	v	9,84	11,0	12,8	14,2	16,3	19,6	26,1	43,6	108		
	$\Delta\theta$	116	116	117	117	117	117	118	118	119		
1,4	v	50,5	56,1	64,3	70,4	78,5	90,1	108	145	244	631	
	$\Delta\theta$	131	131	131	132	132	132	133	133	133	134	
1,5	v	286	315	358	388	427	478	551	665	886	1500	4040
	$\Delta\theta$	146	147	147	147	148	148	149	148	149	149	150
1,6	v	1780	1950	2200	2370	2580	2850	3220	3720	4500	5990	+
	$\Delta\theta$	163	163	164	164	164	164	165	165	165	166	166
1,7	v	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	180	180	181	181	181	182	182	182	183	183	184

Таблиця Г13 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h=24,0 год.

K2	Параметр	K1
		0,25 – 1,50
0,7	v	0,024
	$\Delta\theta$	46
0,8	v	0,074
	$\Delta\theta$	55
0,9	v	0,258
	$\Delta\theta$	66
1,0	v	1,00
	$\Delta\theta$	78
1,1	v	4,30
	$\Delta\theta$	91
1,2	v	20,5
	$\Delta\theta$	104
1,3	v	108
	$\Delta\theta$	119
1,4	v	631
	$\Delta\theta$	134
1,5	v	4040
	$\Delta\theta$	150
1,6	v	+
	$\Delta\theta$	167

Таблиця Г14 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням F, h = 0,5 год.

K2	Параметр	K1										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,001	0,003	0,020								
	$\Delta\theta$	35	39	44								
0,8	v	0,001	0,003	0,020	0,065							
	$\Delta\theta$	42	46	51	54							
0,9	v	0,001	0,004	0,022	0,067	0,239						
	$\Delta\theta$	49	53	59	62	66						
1,0	v	0,002	0,005	0,024	0,072	0,249	1,00					
	$\Delta\theta$	57	61	67	70	74	78					
1,1	v	0,004	0,008	0,032	0,084	0,270	1,05	4,70				
	$\Delta\theta$	66	70	75	79	83	87	91				
1,2	v	0,009	0,018	0,051	0,114	0,323	1,15	4,93	24,8			
	$\Delta\theta$	75	79	85	88	92	96	101	106			
1,3	v	0,025	0,045	0,107	0,202	0,471	1,42	5,49	26,2	147		
	$\Delta\theta$	85	89	95	98	102	106	111	116	121		
1,4	v	0,075	0,131	0,280	0,470	0,915	2,21	7,02	29,5	156	975	
	$\Delta\theta$	96	100	105	108	112	116	121	126	132	138	

Продовження таблиці Г14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	v	0,241	0,415	0,846	1,35	2,35	4,73	11,8	39,2	178	1040	7230
	$\Delta\theta$	107	111	116	119	123	127	132	137	143	149	155
1,6	v	0,823	1,41	2,82	4,38	7,30	13,3	27,7	70,8	246	1200	7730
	$\Delta\theta$	118	122	127	131	135	139	143	148	154	160	166
1,7	v	2,99	5,08	10,1	15,5	25,4	44,6	85,0	183	482	1740	9120
	$\Delta\theta$	130	134	139	143	146	151	155	160	166	172	178
1,8	v	11,5	19,5	38,4	58,8	95,5	165	305	609	1360	3700	+
	$\Delta\theta$	142	147	152	155	159	163	168	173	178	184	+
1,9	v	46,9	79,1	155	237	383	657	1200	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	155	160	165	168	172	176	181	+	+	+	+
2,0	v	203	341	666	1010	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	169	173	178	182	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г15 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ОФ, $h = 1,0$ год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,003	0,020			-					
	$\Delta\theta$	37	40	44								
0,8	v	0,001	0,004	0,021	0,065							
	$\Delta\theta$	45	48	52	54							
0,9	v	0,002	0,005	0,024	0,070	0,239						
	$\Delta\theta$	54	57	61	63	66						
1,0	v	0,005	0,009	0,032	0,081	0,260	1,00					
	$\Delta\theta$	63	66	70	72	75	78					
1,1	v	0,012	0,021	0,053	0,113	0,312	1,10	4,70				
	$\Delta\theta$	73	76	80	82	85	88	91				
1,2	v	0,036	0,058	0,119	0,209	0,462	1,35	5,21	24,8			
	$\Delta\theta$	84	87	91	93	96	99	102	106			
1,3	v	0,120	0,186	0,342	0,528	0,945	2,14	6,62	27,8	147		
	$\Delta\theta$	95	98	102	105	107	110	114	117	121		
1,4	v	0,431	0,659	1,16	1,68	2,66	4,85	11,2	36,4	166	975	
	$\Delta\theta$	108	110	114	117	119	122	126	129	133	138	
1,5	v	1,68	2,55	4,37	6,18	9,30	15,2	28,3	66,7	225	1110	7230
	$\Delta\theta$	120	123	127	129	132	135	138	142	146	150	155
1,6	v	7,09	10,7	18,1	25,3	37,2	58,0	97,6	186	446	1570	8340
	$\Delta\theta$	134	137	140	143	146	149	152	155	159	164	168
1,7	v	32,3	48,3	81,0	112	164	250	406	706	1380	3370	+
	$\Delta\theta$	148	151	154	157	160	163	166	170	173	178	182
1,8	v	159	236	393	543	784	1190	1890	3180	+	+	+
	$\Delta\theta$	162	165	169	171	174	177	181	184	+	+	+
1,9	v	842	1250	2060	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	178	181	184	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г16 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OF, h = 2,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,004	0,020								
	Δθ	41	42	44								
0,8	v	0,002	0,005	0,023	0,065							
	Δθ	45	51	53	54							
0,9	v	0,006	0,010	0,030	0,076	0,239						
	Δθ	60	61	63	64	66						
1,0	v	0,017	0,025	0,053	0,107	0,286	1,00					
	Δθ	70	72	74	75	76	78					
1,1	v	0,056	0,077	0,130	0,207	0,426	1,22	4,70				
	Δθ	82	84	86	87	88	90	91				
1,2	v	0,211	0,280	0,421	0,577	0,922	1,93	5,85	24,8			
	Δθ	95	96	98	99	101	102	104	106			
1,3	v	0,877	1,14	1,64	2,10	2,91	4,66	9,90	31,6	147		
	Δθ	108	109	111	113	114	116	117	119	121		
1,4	v	4,03	5,20	7,27	9,07	11,8	16,6	26,7	57,2	191	975	
	Δθ	122	124	126	127	128	130	131	133	135	138	
1,5	v	20,5	26,1	36,0	44,3	56,4	75,1	107	173	372	1300	7230
	Δθ	137	139	141	142	143	145	146	148	150	153	155
1,6	v	114	145	198	241	303	394	536	774	1260	2730	9870
	Δθ	153	154	156	158	159	161	162	164	166	168	171
1,7	v	703	886	1200	1450	1800	2320	3090	4280	6290	+	+
	Δθ	169	171	173	174	176	177	179	181	183	+	+

Таблиця Г17 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OF, h=4,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,003	0,005	0,20			-					
	Δθ	43	43	44								
0,8	v	0,006	0,010	0,026	0,065							
	Δθ	53	53	54	54							
0,9	v	0,019	0,025	0,046	0,089	0,239						
	Δθ	64	64	65	65	66						
1,0	v	0,069	0,082	0,117	0,172	0,344	1,00					
	Δθ	76	76	77	77	78	78					
1,1	v	0,278	0,320	0,403	0,499	0,734	1,50	4,70				
	Δθ	89	89	90	90	91	91	91				
1,2	v	1,26	1,43	1,71	1,96	2,42	3,54	7,37	24,8			
	Δθ	103	103	104	104	104	105	105	106			
1,3	v	6,40	7,18	8,40	9,37	10,8	13,3	19,3	40,7	147		
	Δθ	118	118	119	119	119	120	120	121	121		

Продовження таблиці Г17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,4	v	36,4	40,5	46,7	51,4	57,8	67,0	82,6	119	252	975	
	$\Delta\theta$	134	134	134	135	135	136	136	137	136	138	
1,5	v	231	256	292	319	353	400	467	576	823	1760	7230
	$\Delta\theta$	150	151	151	151	152	152	153	153	154	154	155
1,6	v	1640	1800	2040	2210	2430	2720	3100	3640	4500	6400	-1-
	$\Delta\theta$	168	168	169	169	169	170	170	171	171	172	173

Таблиця Г18 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OF, h = 8,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,006	0,008	0,020								
	$\Delta\theta$	44	44	44								
0,8	v	0,017	0,020	0,034	0,065							
	$\Delta\theta$	54	54	54	54							
0,9	v	0,057	0,063	0,082	0,118	0,239						
	$\Delta\theta$	66	66	66	66	66						
1,0	v	0,223	0,238	0,273	0,324	0,469	1,00					
	$\Delta\theta$	78	78	78	78	78	78					
1,1	v	0,989	1,04	1,14	1,24	1,45	2,11	4,70				
	$\Delta\theta$	91	91	91	91	91	91	91				
1,2	v	4,95	5,17	5,53	5,82	6,31	7,37	10,7	24,8			
	$\Delta\theta$	106	106	106	106	106	106	106	106			
1,3	v	27,8	28,9	30,6	31,8	33,5	36,3	42,1	60,7	147		
	$\Delta\theta$	121	121	121	121	121	121	121	121	121		
1,4	v	175	181	190	197	205	217	235	271	388	975	
	$\Delta\theta$	137	137	137	137	137	137	137	137	138	138	
1,5	v	1240	1280	1330	1370	1420	1490	1570	1700	1950	2780	7230
	$\Delta\theta$	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
1,6	v	9790	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173	173

Таблиця Г19 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням ON, h = 24,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁
		0,25 – 1,50
1	2	3
0,7	v	0,020
	$\Delta\theta$	44
0,8	v	0,065
	$\Delta\theta$	54
0,9	v	0,239
	$\Delta\theta$	66
1,0	v	1,00
	$\Delta\theta$	78

Продовження таблиці Г19

1	2	3
1,1	v	4,70
	$\Delta\theta$	91
1,2	v	24,8
	$\Delta\theta$	106
1,3	v	147
	$\Delta\theta$	121
1,4	v	975
	$\Delta\theta$	138
1,5	v	7230
	$\Delta\theta$	155
1,6	v	+
	$\Delta\theta$	173

Таблиця Г20 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h = 0,5 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,000	0,001	0,008								
	$\Delta\theta$	23	29	36								
0,8	v	0,000	0,001	0,008	0,032							
	$\Delta\theta$	31	36	44	48							
0,9	v	0,000	0,001	0,009	0,034	0,163						
	$\Delta\theta$	40	45	53	57	62						
1,0	v	0,001	0,002	0,010	0,037	0,172	1,00					
	$\Delta\theta$	50	55	63	67	72	78					
1,1	v	0,002	0,004	0,016	0,048	0,196	1,06	7,42				
	$\Delta\theta$	61	66	73	78	83	89	95				
1,2	v	0,005	0,012	0,037	0,087	0,275	1,25	7,97	66,7			
	$\Delta\theta$	73	78	86	90	95	101	107	114			
1,3	v	0,021	0,045	0,123	0,244	0,589	1,94	9,73	72,3	726		
	$\Delta\theta$	86	91	99	103	108	114	120	127	135		
1,4	v	0,096	0,201	0,524	0,970	2,02	5,03	17,1	92,3	794	9550	
	$\Delta\theta$	100	105	113	117	122	128	135	142	149	157	
1,5	v	0,497	1,03	2,63	4,77	9,43	20,8	53,7	186	1070	+	+
	$\Delta\theta$	115	121	128	132	138	143	150	157	164	172	181
1,6	v	2,90	5,97	15,1	27,1	52,8	112	263	711	2520	+	+
	$\Delta\theta$	131	137	144	149	154	160	166	173	180	+	+
1,7	v	19,1	39,2	98,5	176	339	712	1630	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	148	154	161	166	171	177	183	+	+	+	+
1,8	v	143	291	727	1290	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	167	172	180	184	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г21 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h = 1,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,000	0,001	0,008								
	Δθ	27	31	36								
0,8	v	0,000	0,001	0,008	0,032							
	Δθ	36	40	45	48							
0,9	v	0,001	0,002	0,010	0,035	0,163						
	Δθ	46	50	55	59	62						
1,0	v	0,002	0,004	0,015	0,045	0,183	1,00					
	Δθ	58	62	67	70	74	78					
1,1	v	0,007	0,013	0,035	0,078	0,246	1,14	7,42				
	Δθ	70	74	80	83	87	91	95				
1,2	v	0,030	0,054	0,123	0,221	0,500	1,65	8,65	66,7			
	Δθ	84	88	94	97	101	105	109	114			
1,3	v	0,152	0,269	0,571	0,939	1,74	3,98	13,6	79,4	726		
	Δθ	100	104	109	112	116	120	125	130	135		
1,4	v	0,893	1,56	3,23	5,14	8,85	17,0	39,4	137	884	9550	
	Δθ	116	120	125	129	132	136	141	146	151	157	
1,5	v	6,08	10,5	21,4	33,6	56,4	102	204	483	1700	+	+
	Δθ	134	138	143	146	150	154	159	164	169	175	181
1,6	v	48,0	82,3	165	257	426	754	1440	3000	+	+	+
	Δθ	153	157	162	165	169	173	178	183	+	+	+
1,7	v	438	745	1480	+	+	+	+	+	+	+	+
	Δθ	173	177	182	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г22 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h = 2,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,000	0,001	0,008								
	Δθ	31	33	36								
0,8	v	0,001	0,002	0,009	0,032							
	Δθ	42	44	47	48							
0,9	v	0,002	0,004	0,014	0,040	0,163						
	Δθ	54	56	59	50	62						
1,0	v	0,010	0,015	0,032	0,067	0,209	1,00					
	Δθ	68	70	72	74	76	78					
1,1	v	0,048	0,070	0,122	0,192	0,398	1,33	7,42				
	Δθ	83	85	87	89	91	93	95				
1,2	v	0,278	0,395	0,639	0,894	1,41	2,93	10,4	66,7			
	Δθ	99	101	104	105	107	109	112	114			
1,3	v	1,93	2,70	4,22	5,66	8,09	12,9	26,6	97,7	726		
	Δθ	117	119	122	123	125	127	130	132	135		

Продовження таблиці Г22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,4	v	15,9	22,0	33,7	44,3	61,1	89,6	145	297	1120	9550	
	$\Delta\theta$	136	138	141	143	144	147	149	152	154	157	
1,5	v	156	213	321	418	566	805	1210	1990	4070	+	+
	$\Delta\theta$	157	159	162	163	165	167	170	172	175	178	181
1,6	v	1800	2450	3650	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	179	181	184	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблиця Г23 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h=4,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
0,7	v	0,001	0,002	0,008								
	$\Delta\theta$	35	35	36								
0,8	v	0,003	0,004	0,011	0,032							
	$\Delta\theta$	47	47	48	48							
0,9	v	0,011	0,014	0,024	0,049	0,163						
	$\Delta\theta$	60	61	61	62	62						
1,0	v	0,054	0,065	0,091	0,130	0,271	1,00					
	$\Delta\theta$	75	76	76	77	77	78					
1,1	v	0,334	0,392	0,500	0,610	0,863	1,80	7,42				
	$\Delta\theta$	92	93	93	94	94	95	95				
1,2	v	2,50	2,90	3,56	4,12	5,03	7,01	14,6	66,7			
	$\Delta\theta$	110	111	112	112	113	113	114	114			
1,3	v	22,7	26,0	31,2	35,4	41,3	50,6	69,9	145	726		
	$\Delta\theta$	130	131	131	132	132	133	134	134	135		
1,4	v	248	281	334	374	429	505	622	853	1740	9550	
	$\Delta\theta$	152	152	153	153	154	155	155	156	157	157	
1,5	v	3270	3690	4330	4810	5440	6300	7490	9300	+	+	+
	$\Delta\theta$	175	175	176	177	177	178	178	179	180	180	181

Таблиця Г24 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h = 8,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁										
		0,25	0,50	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30	1,40	1,50
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,7	v	0,002	0,003	0,008								
	$\Delta\theta$	36	36	36								
0,8	v	0,008	0,009	0,015	0,032							
	$\Delta\theta$	48	48	48	48							
0,9	v	0,036	0,039	0,049	0,071	0,163						
	$\Delta\theta$	62	62	62	62	62						
1,0	v	0,204	0,218	0,247	0,285	0,407	1,00					
	$\Delta\theta$	78	78	78	78	78	78					

Продовження таблиці Г24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,1	v	1,42	1,50	1,64	1,76	2,02	2,85	7,42				
	$\Delta\theta$	95	95	95	95	95	95	95				
1,2	v	12,0	12,6	13,5	14,3	15,3	17,4	24,3	66,7			
	$\Delta\theta$	114	114	114	114	114	114	114	114			
1,3	v	123	129	137	143	151	162	183	252	726		
	$\Delta\theta$	135	135	135	135	135	135	135	135	135		
1,4	v	1540	1590	1680	1740	1820	1930	2080	2340	3170	9550	
	$\Delta\theta$	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	
1,5	v	+	+	-Г	+	+	+	+	+	+	+	+
	$\Delta\theta$	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181	181

Таблиця Г25 – Трансформатори середньої й великої потужності з охолодженням OD, h = 24,0 год.

K ₂	Параметр	K ₁
		0,25 – 1,50
0,7	v	0,008
	$\Delta\theta$	36
0,8	v	0,032
	$\Delta\theta$	48
0,9	v	0,163
	$\Delta\theta$	62
1,0	v	1,00
	$\Delta\theta$	78
1,1	v	7,42
	$\Delta\theta$	95
1,2	v	66,7
	$\Delta\theta$	114
1,3	v	726
	$\Delta\theta$	135
1,4	v	9550
	$\Delta\theta$	157
1,5	v	+
	$\Delta\theta$	181

Додаток Д

Вибір потужності силових трансформаторів

Приклад: Вибрати потужність силових трансформаторів для підстанції з максимальною потужністю активного навантаження $P_{\text{макс}} = 19,4$ МВт і $\cos\varphi = 0,89$. Від підстанції живляться споживачі всіх категорій. Еквівалентна температура навколишнього середовища становить -6°C .

Повна потужність навантаження підстанції становить

$$S_{\text{макс}} = \frac{19,4}{0,89} = 21,8 \text{ МВА.}$$

З урахуванням припустимого аварійного перевантаження на 40% понад номінальне значення потужність трансформатора складає

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_{\text{макс}}}{k_{\text{ав}}} = \frac{21,8}{1,4} = 15,57 \text{ МВА}$$

Приймаємо стандартну потужність трансформатора 16 МВА. Відповідно до ГОСТ 14209-97 перевіряємо правильність вибору з урахуванням графіка навантаження (рис. Д1). Для цього на графіку навантаження проводиться лінія номінальної потужності 16 МВА, що поділяє графік на дві частини: недовантаження і перевантаження після чого графік перетворюється в еквівалентний двоступінчастий.

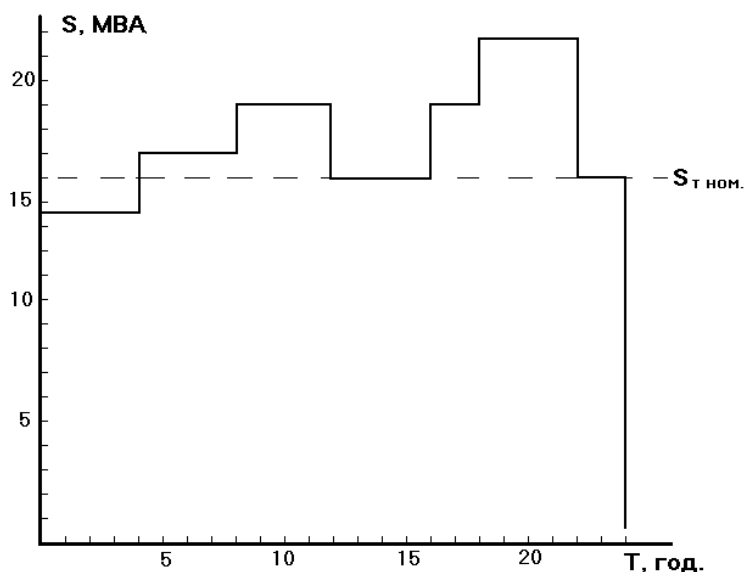


Рисунок Д1 – Графік навантаження підстанції

Коефіцієнт початкового навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою (2.3):

$$K_1 = \frac{1}{16} \sqrt{\frac{14,56^2 \times 4 + 16^2 \times 6}{10}} = 0,965.$$

Попереднє значення коефіцієнта перевантаження визначається за (2.4):

$$K_2' = \frac{1}{16} \times \sqrt{\frac{17^2 \cdot 4 + 19^2 \cdot 6 + 21,8^2 \cdot 4}{14}} = 1,21$$

Визначене попереднє значення K_2' порівнюється зі значенням $K_{\text{макс}} = S_{\text{макс}} / S_{\text{т ном}}$ вихідного графіка.

$$K_{\text{макс}} = 21,8/16 = 1,36$$

$0,9 K_{\text{макс}} = 0,9 \times 1,36 = 1,22$. Оскільки $K_2' < 0,9 K_{\text{макс}}$, то приймається $K_2' = 0,9 K_{\text{макс}} = 1,22$, а тривалість перевантаження коригується за формулою:

$$h = (K_2'^2 \times h') / (0,9 \times K_{\text{макс}})^2,$$
$$h = (1,21^2 \times 20) / 1,22^2 = 13,77 \text{ год.}$$

де h' – тривалість перевантаження вихідного графіка.

Для системи охолодження ON, при $k_1 = 0,965$; $k_2 = 1,22$; $h = 14$ год., за даними табл. Г12 скорочення строку служби $V = 5,22$; перевищення температури найбільш нагрітої точки $\Delta\theta_h = 103$ °C для температури охолоджувального середовища 20 °C. З огляду на те, що фактична температура охолоджувального середовища дорівнює -6 °C коефіцієнт скорочення строку служби складає 0,05 (визначається інтерполяцією між 0 °C і -10 °C). Знаходимо добове зношення трансформатора

$$L = 5,22 \times 0,05 = 0,26 \text{ «нормальних» діб;}$$

При цьому температура найбільш нагрітої точки

$$h = 103 + (-6) = 97 \text{ °C.}$$

З розрахунку видно, що температура найбільш нагрітої точки не перевищує рекомендоване граничне значення 140 °C для тривалого аварійного перевантаження – трансформатор вибраний правильно.

Застосування трансформаторів меншої номінальної потужності (10 МВА) неможливе, тому що перевантаження в цьому випадку буде $K_{\text{макс}} = 21,8/10 = 2,18 > 2$.

Додаток Ж

Розрахунок струмів короткого замикання

На прохідній підстанції 110 кВ встановлені два силові трансформатори потужністю 25 МВА. Живлення здійснюється двома повітряними лініями: W1 – 1×АС 150, довжиною 20 км; W2 – 1×АС 120, довжиною 18 км. Система задана потужністю короткого замикання на шинах 110 кВ джерела живлення і складає 3700 МВА. Схема заміщення мережі для розрахунку струмів короткого замикання приведена на рисунок Д2.

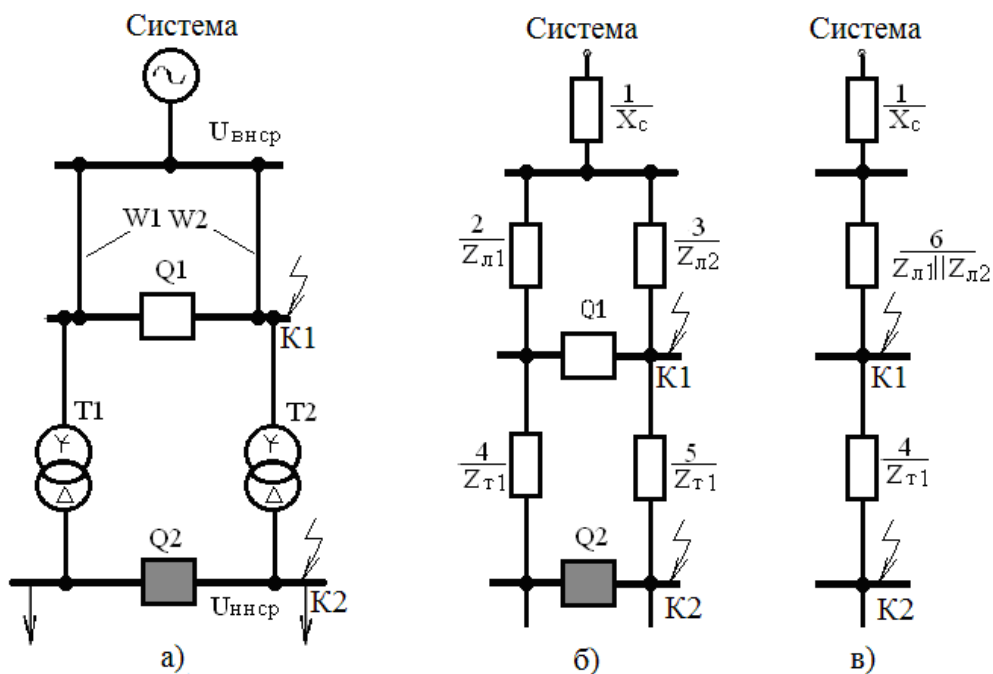


Рисунок Ж1 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Розрахунок виконуємо в іменованій системі одиниць. Знаходимо опори елементів кола короткого замикання за формулами, наведеними в таблиці 4.1.

Опір системи

$$X_c = \frac{115^2}{3700} = 3,57 \text{ Ом}.$$

Опір ліній:

$$X_{л1} = 0,42 \times 20 = 8,4 \text{ Ом}$$

$$X_{л2} = 0,427 \times 18 = 7,69 \text{ Ом}$$

Опір трансформатора, приведений до сторони низької напруги

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110,250}{25} \cdot 1,875 = 0,868.$$

Опір до точки короткого замикання К1

$$X_{\text{екв}}^{K1} = X_c + \frac{X_{л1} \times X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}}$$

$$X_{\text{екв}}^{K1} = 3,57 + \frac{8,4 \times 7,69}{8,4 + 7,69} = 7,58 \text{ Ом}$$

Визначаємо параметри СКЗ в точці К-1.

Значення періодичної складової СКЗ

$$I_{\text{по}}^{K1} = \frac{U^{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \times X_{\text{екв}}^{K1}}$$

$$I_{\text{по}}^{K1} = \frac{115}{\sqrt{3} \times 7,58} = 8,77 \text{ кА.}$$

Ударний струм

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\text{по}}^{K1}.$$

$K_y = 1,7$ – ударний коефіцієнт

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 8,77 = 21,02 \text{ кА.}$$

Аперіодична складова СКЗ в момент розбіжності контактів

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \times I_{\text{по}} \times e^{\frac{-\tau}{T_a}},$$

де τ – розрахунковий час, для якого потрібно знайти $i_{a\tau}$.

Розрахунковий час

$$\tau = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{вл.вим.}} + n \times \Delta t.$$

де $t_{р.з.}$ – мінімальний час дії релейного захисту (не більше 0,1 с; приймаємо 0,01 с);

$t_{вл.вим.}$ – власний час вимикання вимикача (приймають за каталогами залежно від типу вимикача, для сучасних вимикачів не більше 0,1 с; для вимикача типу ВМТ –110 становить 0,05 с);

n – кількість ступенів селективності (для комірки відвідної лінії $n=0$; для секційного вимикача – 1; для ввідного – 2);

Δt – тривалість ступені селективності (0,3 – 0,5 с);

$T_a=0,025$ сек. – постійна часу загасання аперіодичної складової струму.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 8,77 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,12 \text{ кА.}$$

Повний інтеграл Джоуля СКЗ $B_k = I_{п0}^2 (\tau + T_a)$

$$B_k = 8,77^2 \times (0,06 + 0,025) = 6,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для визначення СКЗ в точці К2 необхідно привести опори елементів до сторони низької напруги. Еквівалентний опір системи, ліній і трансформатора, приведений до сторони 10 кВ становить

$$X_{екв}^{к2} = \left(X_c + \frac{X_{л1} \times X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} \right) \times \frac{U_{ср.ном.1}^2}{U_{ср.ном.2}^2} + X_t$$

$$X_{екв}^{к2} = \left(3,57 + \frac{8,4 \times 7,69}{8,4 + 7,69} \right) \times \frac{10,5^2}{115^2} + 0,868 = 0,93 \text{ Ом}$$

Значення періодичної складової СКЗ в точці К2

$$I_{по}^{к2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 0,93} = 6,53 \text{ кА,}$$

Ударний струм в точці К2 визначається за формулою (4.5)

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 6,53 = 17,03 \text{ кА.}$$

Аперіодичний СКЗ в колі відвідної лінії при $t_{з.мін}=0,01$ с;

$t_{вл.вим.}=0,08$ с (з розрахунку, наприклад, на вимикач ВВЭ-10). $T_a=0,07$ с.

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-\frac{0,09}{0,07_a}} = 2,55 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля для кола відвідної лінії

$$B_k = 6,53^2 \times (0,09 + 0,07) = 6,82 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Аналогічно аперіодичний СКЗ в колі секційного вимикача

$$\tau = t_{р.з.} + t_{вл.вим.} + n \times \Delta t = 0,01 + 0,08 + 1 \times 0,4 = 0,49 \text{ с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-\frac{0,49}{0,07_a}} = 0,01 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля для секційного вимикача

$$B_k = 6,53^2 \times (0,49 + 0,07) = 23,88 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Для ввідного вимикача

$$\tau = 0,01 + 0,08 + 2 \times 0,4 = 0,89 \text{ с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-\frac{0,89}{0,07_a}} \approx 0,0 \text{ кА.}$$

Інтеграл Джоуля для секційного вимикача

$$B_k = 6,53^2 \times (0,89 + 0,07) = 40,94 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Розраховані значення СКЗ зводимо в таблицю.

Таблиця Ж1 – Струми короткого замикання на шинах підстанції

Місце КЗ	Струм КЗ в початковий момент часу $I_{п,0}$, кА	Ударний струм КЗ i_y , кА	Струм КЗ у момент розходження контактів вимикача $I_{п,\tau}$, кА	Аперіодична складова струму КЗ i_a , кА	Інтеграл Джоуля B_k , кА ² с
На шинах 110 кВ	8,77	21,02	8,77	1,12	6,54
На виводах вимикача відвідної лінії 10 кВ	6,53	17,03	6,53	2,55	6,82
На секційному вимикачеві 10 кВ	6,53	17,03	6,53	0,01	23,88
На ввідному вимикачеві 10 кВ	6,53	17,03	6,53	0	40,94

Додаток К

Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Для понижувальної підстанції з силовими трансформаторами потужністю 16 МВА вибрати вимикачі й роз'єднувачі на стороні 110 кВ; ввідні, секційні і вимикачі на відвідну лінію на стороні 10 кВ. Параметри СКЗ відповідають наведеним в таблиці Д1.

Струм навантаження визначається за умови можливого перевантаження трансформатора за формулою (5.5)

На стороні 110 кВ

$$I_{\text{розр}} = \frac{1,4 S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} U_{\text{м.ном}}} = \frac{1,4 \times 16}{\sqrt{3} \times 110} = 0,118 \text{ кА} = 118 \text{ А}$$

На стороні 10 кВ

$$I_{\text{розр}} = \frac{1,4 \times 16}{\sqrt{3} \times 10} = 1,295 \text{ кА} = 1295 \text{ А}$$

Струм у колі відвідної лінії розраховується аналогічно, виходячи з умови, що на одну лінію 10 кВ припадає 3 – 4 МВА потужності.

$$I_{\text{розр}} = \frac{4}{\sqrt{3} \times 10} = 0,231 \text{ кА} = 231 \text{ А}$$

На стороні 110 кВ ПС передбачаємо застосування маломасляних вимикачів типу ВМТ-110Б –20/1000 УХЛ1. Порівняння каталожних параметрів вимикачів з розрахунковими виконуємо в табличній формі.

Таблиця К1 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{м.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{м.ном}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{розр}} = 118 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{розр}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}} = 8,77 \text{ кА}$	$I_{\text{гр.наскр}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{гр.наскр.}}$
$i_{\text{у}} = 21,02 \text{ кА}$	$i_{\text{гр.наскр}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{гр.наскр.}}$
$I_{\text{пт}} = 8,77 \text{ кА}$	$I_{\text{від.ном.}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{відк.ном.}}$
$I_{\text{по}} = 8,77 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном.}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл.ном.}}, i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном.}}$
$i_{\text{ат}} = 1,12 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} I_{\text{відкл.ном}}$
$B_k = 6,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т2т}} = 202 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{\text{т.ном.}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

Вимикач серії ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1 задовольняє умовам вибору.

На стороні 110 кВ передбачаємо до установки роз'єднувачі типу РДЗ.1-110Б/1000 та РДЗ.2-110Б/1000 із заземлюючими ножами (табл. К2).

Таблиця К2 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{м.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
$I_{розр} = 118 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{розр} \leq I_{ном}$
$i_y = 21,02 \text{ кА}$	$i_{гр.наскр} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.}$
$B_k = 6,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I t_{2tt} = 31,5 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_t$

Роз'єднувачі задовольняють умовам вибору.

На стороні низької напруги передбачаємо установку вакуумних вимикачів ВВ/TEL.

Таблиця К3 – Вибір ввідних вимикачів

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
$I_{розр} = 1195 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{розр} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{гр.наскр} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{гр.наскр.}$
$i_y = 17,03 \text{ кА}$	$i_{гр.наскр} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.}$
$I_{пт} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{від.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{вкл.ном.}, i_{уд.} \leq i_{вкл.ном.}$
$i_{ат} = 0 \text{ кА}$	не нормується	$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2\beta} I_{відкл.ном}$
$B_k = 40,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_t^2 t_t = 20^2 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_t$

Вимикач типу ВВ/TEL –10–20/1600 У3 відповідає умовам вибору.

Таблиця К4 – Вибір секційного вимикача

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
$I_{розр} = 1195 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{розр} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{гр.наскр} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{гр.наскр.}$
$i_y = 17,03 \text{ кА}$	$i_{гр.наскр} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.}$
$I_{пт} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{від.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} \leq I_{вкл.ном.}, i_{уд.} \leq i_{вкл.ном.}$
$i_{ат} = 0,01 \text{ кА}$	не нормується	$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2\beta} I_{відкл.ном}$
$B_k = 23,88 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_t^2 t_t = 20^2 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_t$

Як секційний також приймаємо вимикач типу ВВ/TEL–10–20/1600 УЗ.

Таблиця К5 – Вибір вимикача на відвідну лінію

Розрахункові параметри	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{м.ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
$I_{розр} = 231 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{розр} \leq I_{ном}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{гр.наскр} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{гр.наскр.}$
$i_y = 17,03 \text{ кА}$	$i_{гр.наскр} = 52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{гр.наскр.}$
$I_{пт} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{від.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{пт} \leq I_{відк.ном.}$
$I_{по} = 6,53 \text{ кА}$	$I_{вкл.ном.} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл.ном.}, i_{уд.} \leq i_{вкл.ном.}$
$i_{ат} = 2,55 \text{ кА}$	Не нормується	$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном} I_{відкл.ном}$
$B_k = 6,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_t^2 t_t = 20^2 \times 3 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{т.ном.}^2 \cdot t_t$

На відвідній лінії передбачаємо установку вимикача типу ВВ/TEL – 10–20/630 УЗ.

Додаток Л

Вибір трансформаторів струму і напруги

Вибрати трансформатори струму і напруги для підключення електровимірювальних приладів понижувальної підстанції. Розрахунковий струм навантаження на стороні вищої напруги складає 184 А, на стороні нижчої напруги 1012 А, у колі ліній, що відходять від підстанції – 173 А.

Значення струмів короткого замикання відповідають наведеним в таблиці Ж1.

Вторинне навантаження трансформаторів складається тільки з навантаження електровимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюють амперметр, ватметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії; на шини 110 кВ – вольтметр з перемикачем для виміру міжфазних напруг; на секційних вимикачах 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергії.

Розрахунок вторинних навантажень трансформаторів струму наведений у таблиці Л4.

Таблиця Л4 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження кожної фази, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-350	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-345	1,5	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СА-3	1,0	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	–	2,5
Сумарне навантаження трансформатора струму в колі силового трансформатора з боку НН	–	–	6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження в колі секційного вимикача	–	–	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження в колі силового трансформатора на стороні ВН	–	–	0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження в колі відхідних ліній	–	–	5,5	0,5	5,5

Вибір трансформаторів струму наведений у таблицях Л5–Л7.

Таблиця Л5 – Вибір трансформаторів струму в колі силового трансформатора на стороні вищої напруги

Розрахункові значення	Каталожні значення	Умова вибору
110 кВ	110кВ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
184 А	200А	$I_{розр} \leq I_{ном}$
21,02 кА	41кА	$i_y \leq i_{дин}$
6,54 кА ² с	3 ² ×3=27 кА ² с	$B_k \leq I_T^2 \times t_T$
1,25 Ом	4 Ом	$Z_H \leq Z_{H ном}$

Для перевірки за вторинним навантаженням визначається опір приладів, підключених до даного трансформатора струму:

$$r_{прил} = S_{прил} / I^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}$$

При цьому опір проводів може бути:

$$r_{пр} = Z_{H ном} - r_{прил}$$

де $Z_{H ном}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

r_k – опір контактів, Ом.

$$r_{пр} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом}$$

За умовами механічної міцності переріз з'єднувальних проводів повинен бути не меншим 4 мм² для алюмінію і 2,5 мм² для міді.

Довжина з'єднувальних кабелів $L = 60\text{м}$. Тоді опір жил:

$$r_{пр} = \rho \times L / F,$$

де $\rho = 0,0283$ – питомий опір алюмінію, Ом×мм²/м

F – переріз жил, мм².

$$r_{пр} = 0,0283 \times 60 / 4 = 0,42 \text{ Ом}$$

Загальний опір кола струму:

$r_H = r_{прил} + r_k + r_{пр} = 0,02 + 0,1 + 0,42 = 0,54 \text{ Ом} < 4\text{Ом}$, отже трансформатор струму працюватиме в класі точності 1. Трансформатор ТФЗМ–110Б-1–ХЛ1 відповідає умовам вибору.

Таблиця Л6 – Вибір трансформаторів струму в колі силового трансформатора на стороні НН

Розрахункові значення	Каталожні значення	Умова вибору
10 кВ	10 кВ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
1012 А	1500А	$I_{розр} \leq I_{ном}$
17,03 кА	81 кА	$i_y \leq i_{дин}$
40,94 кА ² с	$31,5^2 \times 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \times t_T$
0,45 Ом	0,6 Ом	$Z_H \leq Z_{H ном}$

Приймаємо трансформатор струму ТЛК–10–3–У3 1500/5

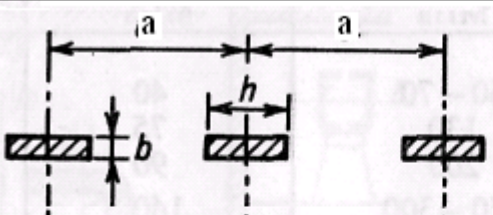
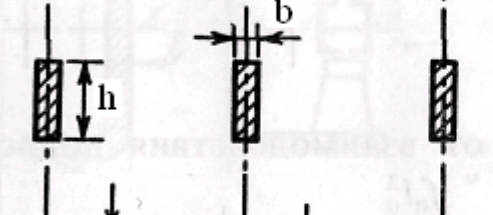
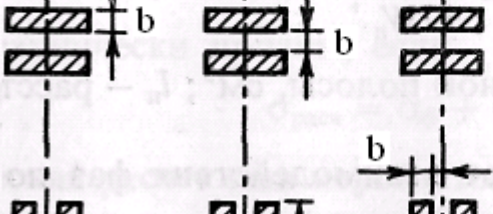
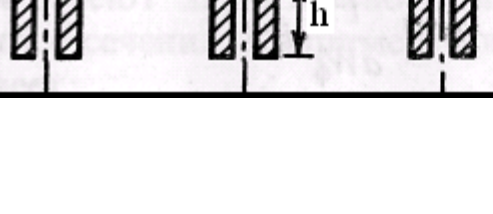
Таблиця Д7 – Вибір трансформаторів струму на відвідних лініях

Розрахункові значення	Каталожні значення	Умова вибору
10 кВ	10 кВ	$U_{м.ном} \leq U_{ном}$
231 А	300А	$I_{розр} \leq I_{ном}$
17,03 кА	81 кА	$i_y \leq i_{дин}$
6,82 кА ² с	$31,5^2 \times 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \times t_T$
0,38 Ом	0,4 Ом	$Z_H \leq Z_{H ном}$

На лініях, що відходять від підстанції, також приймаємо трансформатори струму ТЛК–10–3–У3 300/5.

Додаток М

Моменти опору і моменти інерції шин

Розташування шин	Момент інерції	Момент опору
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$

Додаток Н

Розрахунок шинного моста

Розрахувати шинний міст від трансформатора потужністю 63 МВА з розщепленою обмоткою до ЗРУ 10 кВ. Ударний струм короткого замикання складає 17,03 кА.

Передбачається виконати шинний міст твердими шинами. Вибір перерізу шин виконується за припустимим струмом. Струм у колі трансформатора потужністю 63 МВА на стороні 10 кВ складає

$$I_{\text{розр}} = \frac{1,4 \times 63}{2 \times \sqrt{3} \times 10} = 2,549 \text{ кА} = 2549 \text{ А}$$

Для цього струму слід прийняти двосмугові прямокутні шини 120×8 мм для яких $I_{\text{прип}} = 2650 \text{ А}$ (поперечний переріз $q = 19,2 \text{ см}^2$).

Прийняті шини необхідно перевірити на динамічну стійкість до струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Резонанс шин при протіканні струмів КЗ не виникає якщо власна частота коливання шин буде меншою 30 чи більшою 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою (5.28) при довжині прольоту між опорними ізоляторами $l = 1,5 \text{ м}$;

Момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної напрямку згинаючої сили визначається за формулою (5.29);

$$J = \frac{2 \times 0,8 \times 12^3}{12} = 230,4 \text{ см}^4$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{230,4}{19,2}} = 400 \text{ Гц}$$

Розрахунок f_0 показує, що власна частота коливань шин не потрапляє в зону резонансних явищ.

Умовою механічної міцності шин є:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{прип}},$$

де $\sigma_{\text{розр}}$ – розрахункова механічна напруга в матеріалі шин, МПа;

$\sigma_{\text{доп}} = 90$ МПа – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву АД 31Т [5].

Розрахункова механічна напруга для двосмугових шин визначається за формулою (5.36), моменти опору за формулою наведеною в таблиці додатку М:

$$F = \sqrt{3} \times 10^{-7} \times \frac{17030^2 \times 1}{0,5} = 100 \text{ Н}$$

$$M = \frac{100 \times 1,5^2}{10} = 22,5 \text{ Н} \times \text{м}$$

$$W = \frac{2 \times 0,8 \times 12^2}{6} = 38,4 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{\phi} = \frac{22,5}{38,4} = 0,59 \text{ МПа}$$

При визначенні напруги від взаємодії смуг σ_c приймають, що по кожній з двох смуг протікає $0,5 i_y$.

Зусилля між смугами, Н

$$F_c = 0,25 \times k_{\phi} \times 10^{-7} \times \frac{1}{b} \times i_{\text{уд}}^2 = 0,25 \times 1 \times 10^{-7} \times \frac{0,75}{0,8} \times 17030^2 = 6,8 \text{ Н}$$

Це зусилля при будь-якому розташуванні багатосмугових шин діє на широку грань, тому

$$W_c = \frac{b^2 h}{6} = \frac{0,8^2 \times 12}{6} = 1,28 \text{ см}^3$$

Напруга в матеріалі від взаємодії смуг

$$\sigma_c = \frac{F_c l_c^2}{12 W_c},$$

де $l_c = 0,75$ м – відстань між прокладками, яка приймається з конструктивних розумінь (вона має бути кратною прийнятій відстані між опорними ізоляторами l_ϕ);

$$\sigma_c = \frac{6,8 \times 0,75^2}{12 \times 1,28} = 0,25 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{розр.}} = \sigma_\phi + \sigma_{\text{п.}} = 0,59 + 0,25 = 0,84 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}$$

Механічна напруга в матеріалі шин не перевищує допустимої.

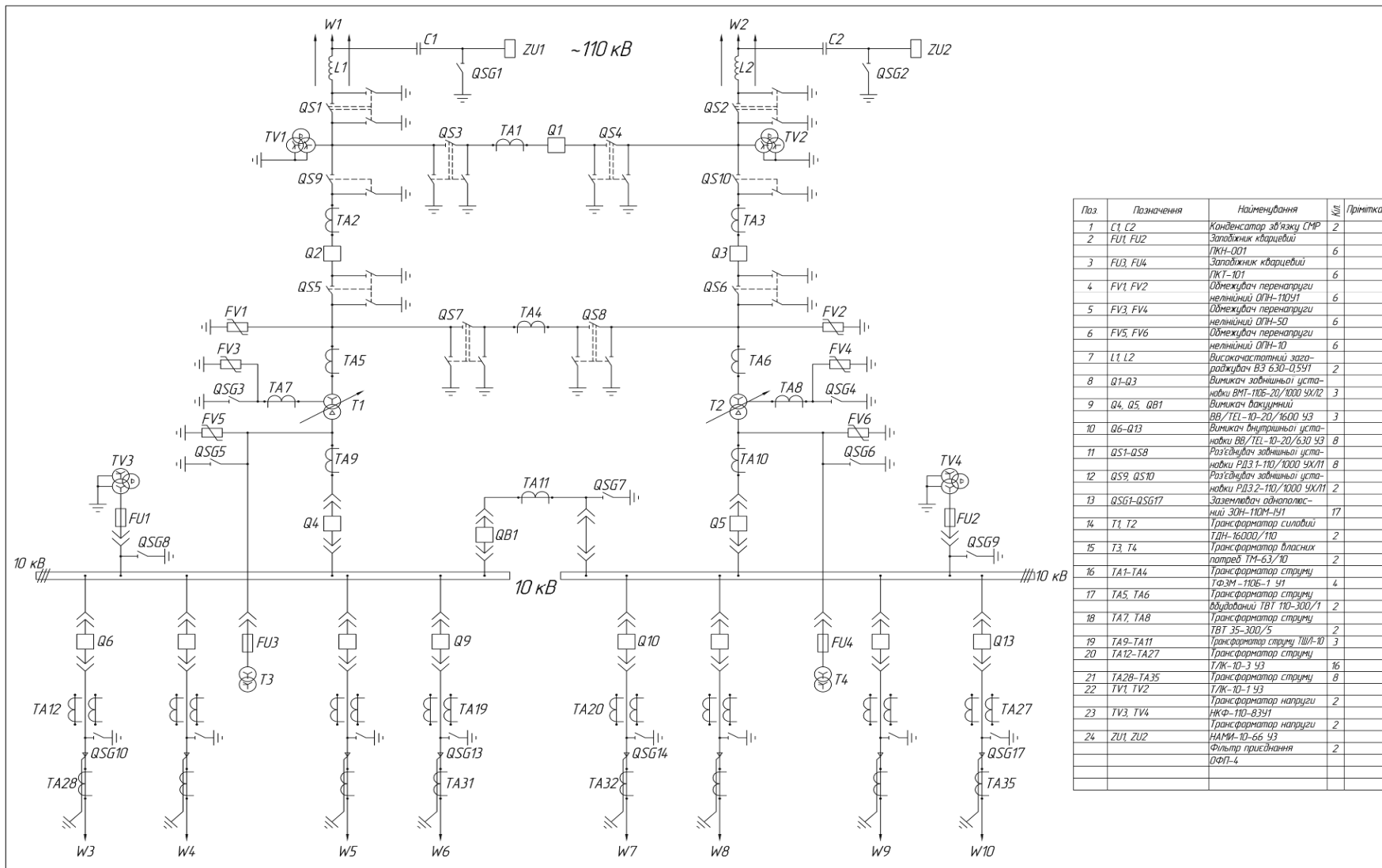


Рисунок П1 – Схема прохідної підстанції з трансформатором з нерозщепленою обмоткою

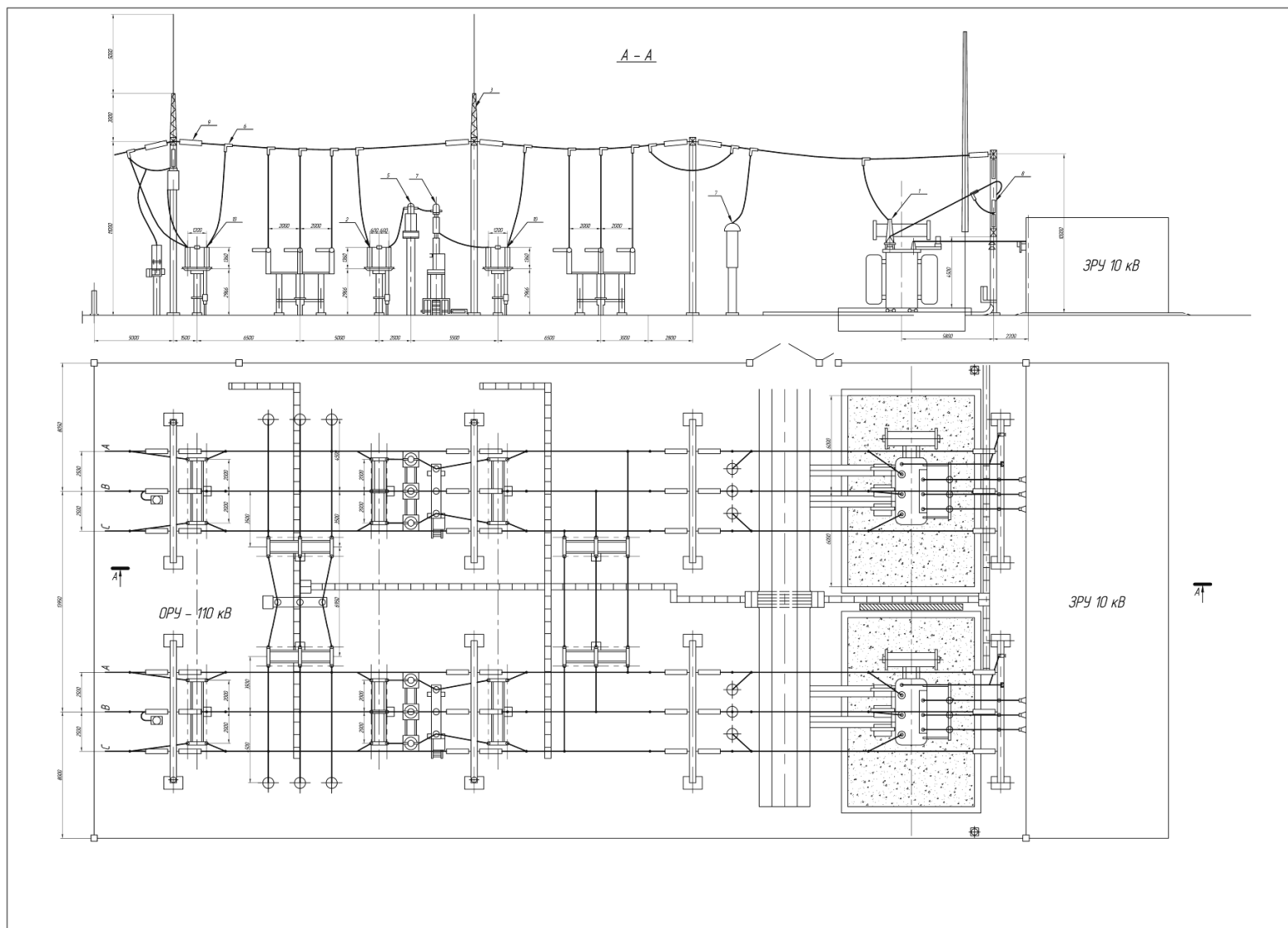


Рисунок П2 – План і розріз прохідної підстанції з трансформатором з нерозщепленою обмоткою

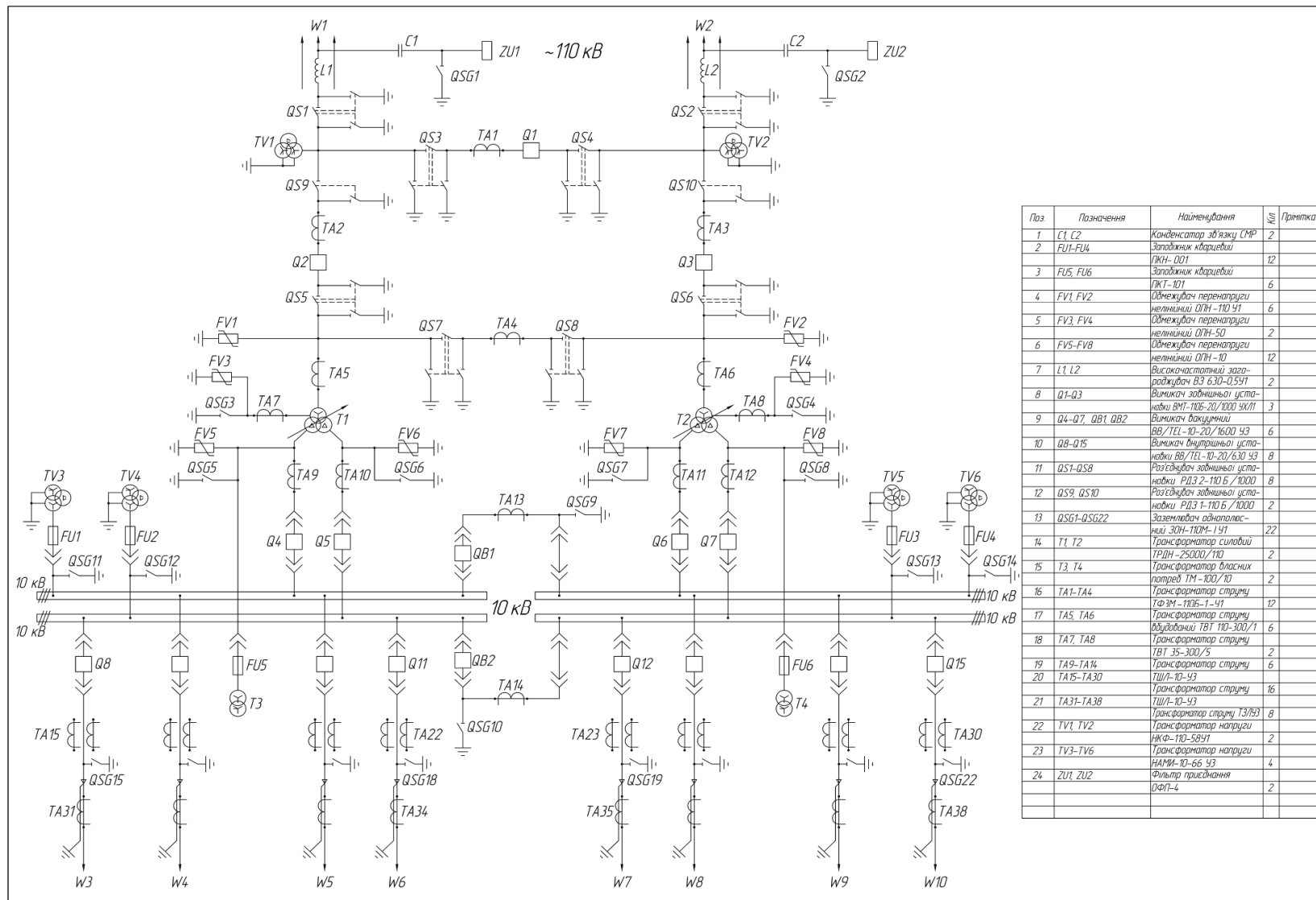


Рисунок ПЗ – Схема прохідної підстанції з трансформатором з розщепленою обмоткою

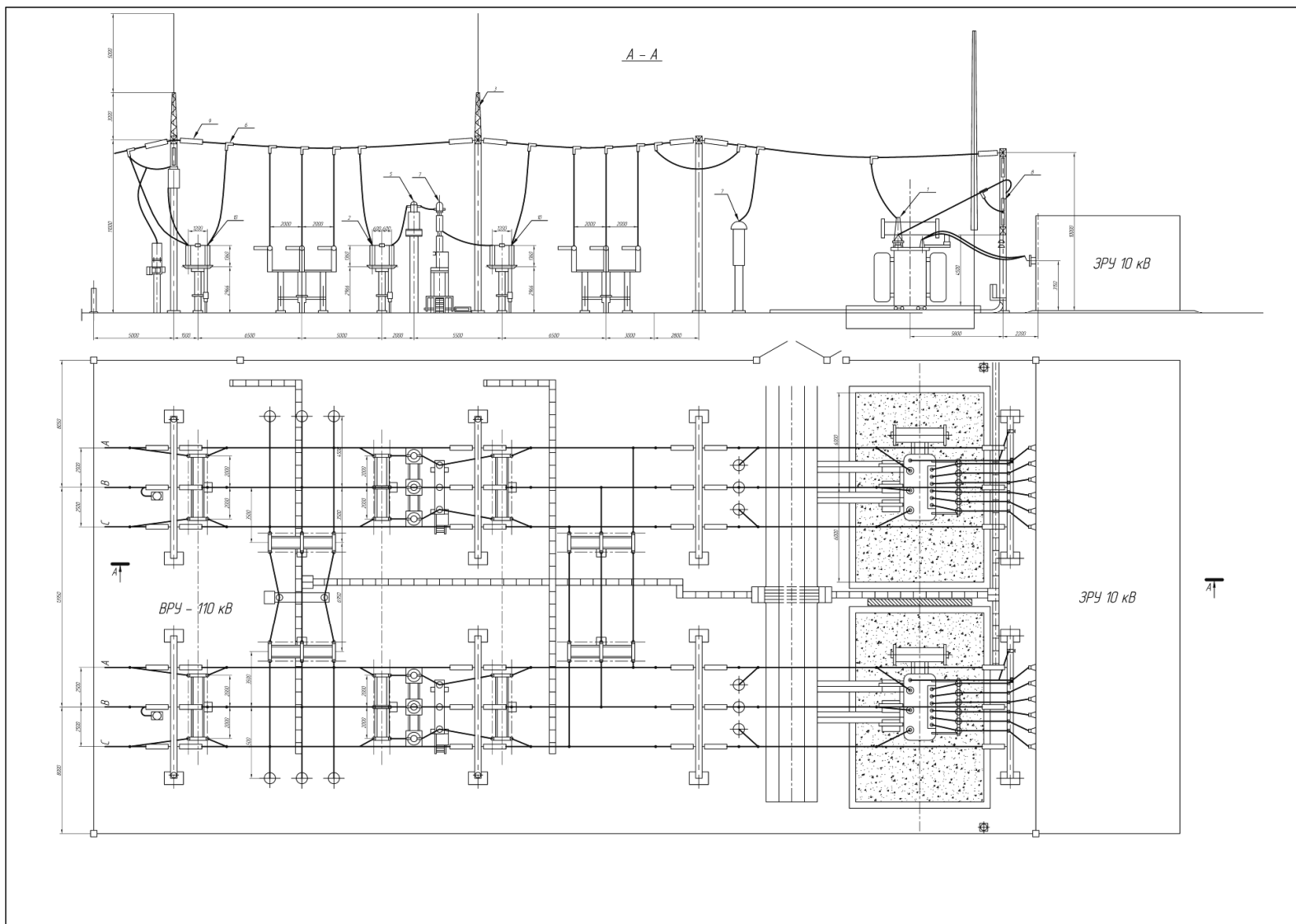


Рисунок П4 – План і розріз прохідної підстанції з трансформатором з розщепленою обмоткою

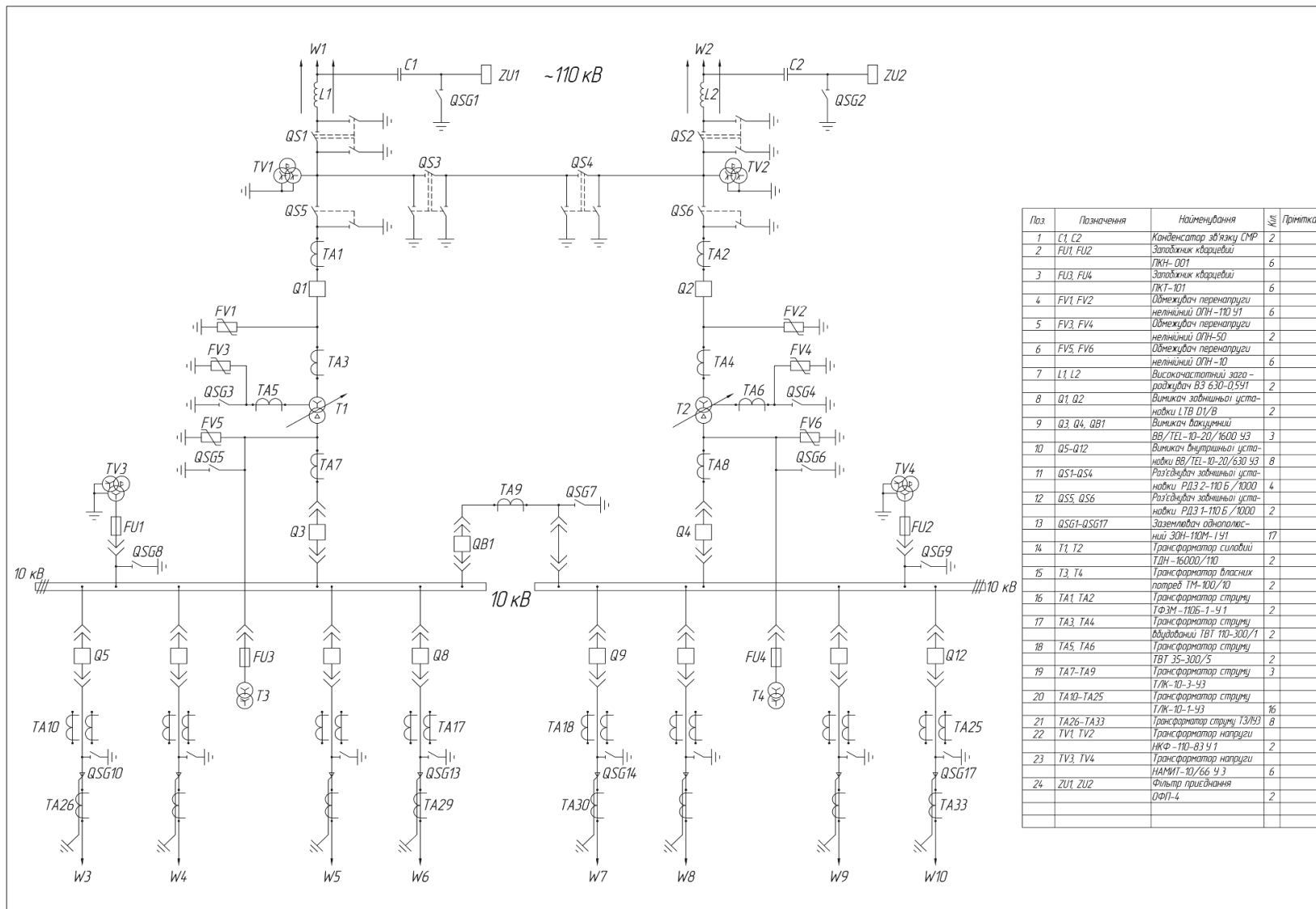


Рисунок П5 – Схема тупикової підстанції з трансформатором з нерозщепленою обмоткою

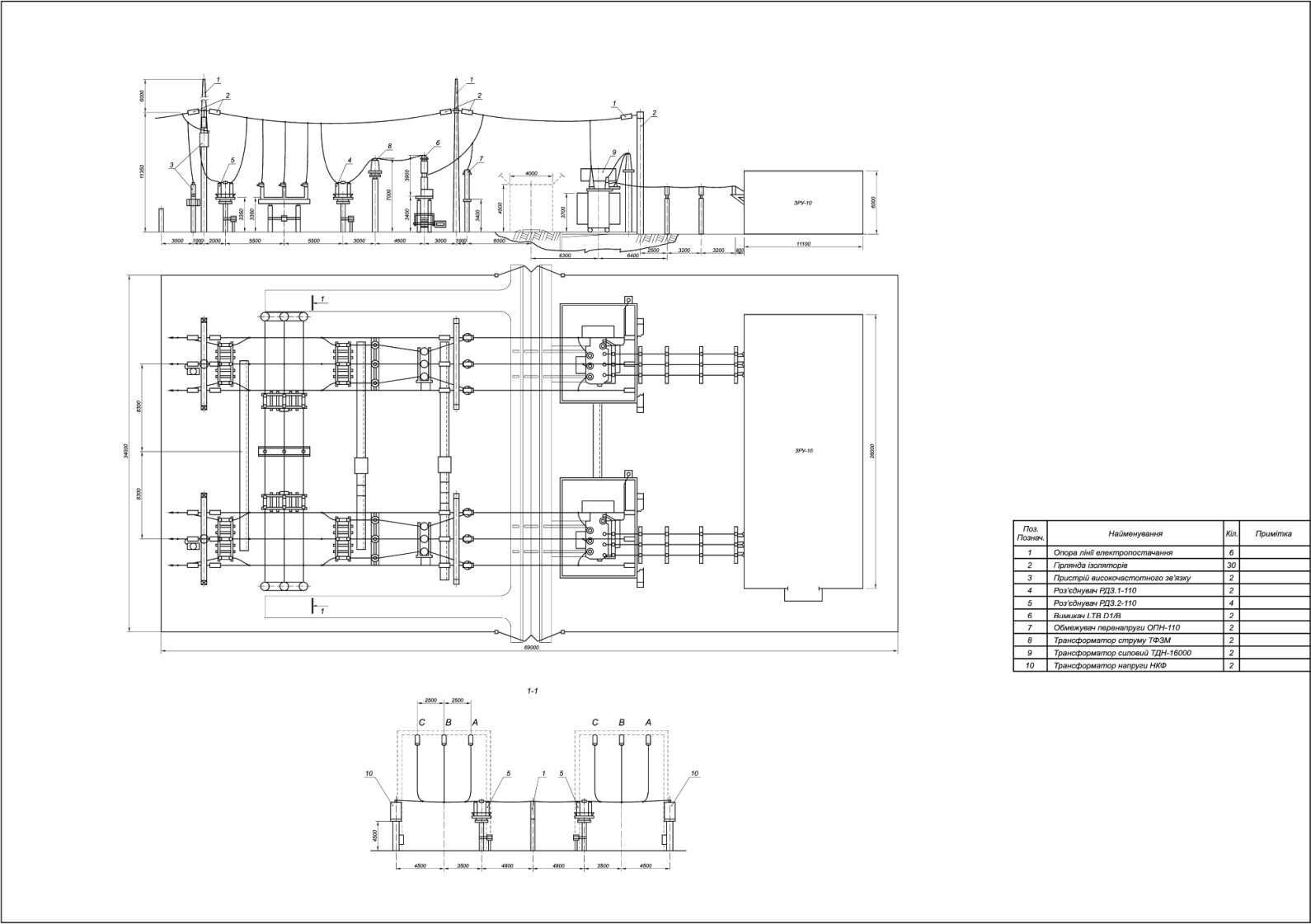


Рисунок П6 – План і розріз тупикової підстанції з трансформатором з нерозщепленою обмоткою

Навчальне видання

Методичні вказівки
до виконання курсового проекту
з навчальної дисципліни

«ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ»

*(для студентів 3, 4 курсу денної та 4 курсу заочної форм навчання
напрямку підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології
та слухачів другої вищої освіти
зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання)*

Укладачі: **ВОРОПАЙ** Валентина Григорівна,
ГАРЯЖА Василь Миколайович,
ДЬЯКОВ Євген Дмитрович,
ЩЕРБАК Ірина Євгенівна

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2016, поз. 216М

Підп. до друку 25.04.2017

Формат 60x84/16

Друк на різнографі

Ум. друк. арк. 4,6

Зам. №

Тираж 50 пр.

Виконавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О.М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК 5328 від 11.04.2017 р.